



TUGAS AKHIR - MO184804

**ANALISIS KELELAHAN PADA *PIPELINE* SAAT INSTALASI
DENGAN VARIASI *RADIUS CURVATURE OF STINGER* DAN
KEDALAMAN LAUT**

Ardi Ardiansyah

NRP. 04311540000081

Dosen Pembimbing :

- Ir. Imam Rochani, M.Sc.

- Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknolgi Sepuluh Nopember
Surabaya
2019



FINAL PROJECT - MO184804

FATIGUE ANALYSIS ON SUBSEA PIPELINE DURING INSTALLATION WITH VARIATION OF RADIUS CURVATURE OF STINGER AND WATER DEPTH

Ardi Ardiansyah

NRP. 04311540000081

Supervisors :

- Ir. Imam Rochani, M.Sc.
- Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D.

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING
Faculty of Marine Technology
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya
2019

**ANALISIS KELELAHAN PADA *PIPELINE* SAAT INSTALASI DENGAN
VARIASI *RADIUS CURVATURE OF STINGER* DAN KEDALAMAN LAUT**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik (ST)
pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh :

Ardi Ardiansyah

04311540000081

Disetujui oleh :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

(Pembimbing 1)

Nur Syahroni, S.T., Ph.D.

(Pembimbing 2)



Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

(Penguji 1)

A handwritten signature in blue ink, likely belonging to Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D., is written below the signature line.

17 Januari, 2019

ANALISIS KELELAHAN PADA *PIPELINE* SAAT INSTALASI DENGAN VARIASI *RADIUS CURVATURE OF STINGER* DAN KEDALAMAN LAUT

Nama : Ardi Ardiansyah
NRP : 04311540000081
Departemen : Teknik Kelautan
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Nur Syahroni, ST., M.T., Ph.D.

ABSTRAK

Instalasi pipa bawah laut merupakan langkah awal untuk memulai eksplorasi minyak di lepas pantai, pipa bawah laut telah menjadi media transportasi minyak dan gas yang paling banyak digunakan di seluruh dunia, hal ini karena penggunaan pipa bawah laut lebih menghemat biaya dibanding dengan media transportasi lain. Hal yang perlu diperhatikan saat instalasi pipa bawah laut adalah *barge standby time*, dimana pada kondisi ini *barge* berada pada kondisi *standby*. Kondisi ini dapat disebabkan karena kerusakan peralatan penunjang instalasi pipa bawah laut seperti *tensioner*, *roller*, atau *welder* sehingga instalasi pipa bawah laut harus dihentikan. Oleh karena itu dalam penelitian ini dilakukan analisis kelelahan pada *pipeline* saat instalasi dengan variasi *radius curvature of stinger* dan kedalaman laut. Analisis tegangan dan regangan dilakukan dengan menggunakan *software* OFFPipe sedangkan analisis *fatigue damage* dilakukan dengan menggunakan *software* J-Rain. Dari hasil analisis diketahui bahwa tegangan dan regangan telah memenuhi syarat DNV-OS-F101 dimana tegangan tidak boleh melebihi 87% SMYS dan regangan tidak boleh melebihi 0.305%. Semakin besar nilai *radius curvature of stinger* maka nilai tegangan dan regangan semakin besar dan semakin dalam perairan maka semakin besar tegangan dan regangannya. Selanjutnya nilai *barge standby time* terbesar terjadi pada kedalaman 34 m pada *radius curvature of stinger* 150 m dengan nilai 15.37 hari dan nilai *barge standby time* terkecil terjadi pada kedalaman 42 m pada *radius curvature of stinger* 170 m dengan nilai 2.45 hari.

Kata kunci : *pipeline*, tegangan, regangan, *fatigue damage*, *barge standby time*

FATIGUE ANALYSIS ON SUBSEA PIPELINE DURING INSTALLATION WITH VARIATION OF RADIUS CURVATURE OF STINGER AND WATER DEPTH

Name : Ardi Ardiansyah
NRP : 04311540000081
Departement : Teknik Kelautan
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Nur Syahroni, ST., M.T., Ph.D.

ABSTRACT

Subsea pipeline installation is the very first step to start the oil exploitation in offshore area, subsea pipeline has been the most famous transportation media for oil and gas, it is because subsea pipeline is cheaper than the other transportation media. One of the important thing that must be observed during subsea pipeline installation is barge standby time, in this condition the barge is in stanby condition. This condition can be caused by damage of the pipeline installation's tools such as tensioner, roller, or welder so the pipeline installation process must be terminated. So this paper is analysing the fatigue analysis on subsea pipeline during installation with variation of radius curvature of stinger and water depth. The stress and strain analysis were calculated using OFFPipe software and the fatigue damage was calculated using J-Rain software. It is found from the analysis that the stress has meet the minimum requirement according to DNV-OS-F101 which the stress must below 87% SMYS and the strain must below 0.305%. If the radius curvature of stinger is longer, then the the stress and strain are bigger and if the ocean is deeper, then the stress and strain are bigger. The biggest barge standby time is 15.37 days, it is occured in 34 m water depth on radius curvature of stinger 150 m. And the smallest barge standby time is 2.45 days, it is occured in 42 m water depth on radius curvature of stinger 170 m.

Keyword : *pipeline, stress, strain, fatigue damage, barge standby time*

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjat kepada Allah Subhanahu Wata'ala yang telah memberikan kekuatan serta ketabahan untuk penulis selama mengerjakan Tugas Akhir ini. Tidak lupa penulis haturkan solawat salam kepada Nabi Muhammad Sallallahu'alaihi Wasallam yang selalu menjadi tauladan bagi penulis dan mendorong penulis untuk selalu berbuat kebaikan. Berkat itu semua penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan judul “Analisis Kelelahan pada *Pipeline* saat Instalasi dengan Variasi *Radius Curvature of Stinger* dan Kedalaman Laut” dalam kurun waktu satu semester. Tugas akhir ini berangkat dari pemikiran penulis ketika melaksanakan Kerja Praktek di salah satu perusahaan *engineering* di tangerang selatan dan menemukan bahwa masih ada perhitungan proyek yang belum dilakukan yaitu analisis kelelahan pada *pipeline* saat instalasi.

Tugas Akhir ini merupakan salah satu syarat yang harus dipenuhi untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik (ST) di Departemen Teknik Kelautan ITS. Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam hal penyusunan kata-kata dalam Tugas Akhir ini sehingga penulis berharap saran dan kritik dari pembaca. Harapannya Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis sendiri pada khususnya dan untuk mahasiswa lainnya pada umumnya yang ingin mempelajari mengenai analisis kelelahan pada *pipeline* saat instalasi.

Surabaya

Ardi Ardiansyah

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengakui tidak akan bisa menyelesaikan Tugas Akhir ini tanpa bantuan dari :

1. Allah Subhanahu Wata'ala sebagai pemilik alam ini dan juga pembolak-balik hati manusia sehingga penulis tetap bersemangat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Orang tua penulis yang selalu memberikan dukungan baik moral maupun material kepada penulis, menemani ketika sedih maupun senang, mereka adalah teman sejati.
3. Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. sebagai pembimbing 1 yang selalu memberikan ilmu dan inspirasi kepada penulis supaya terus belajar dan menambah ilmu.
4. Bapak Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D. sebagai pembimbing 2 yang selalu memberikan masukan kepada penulis untuk mengerjakan Tugas Akhir lebih teliti lagi
5. Teman – teman Teknik Kelautan ITS 2015 TRITONOUS yang telah menemani penulis selama mengarungi perkuliahan di Departemen Teknik Kelautan ITS
6. Bapak Angga yang telah membimbing kepada penulis selama Kerja Praktek sehingga penulis mendapatkan pengetahuan mengenai perhitungan dan pelaksanaan instalasi pipa bawah laut.

penulis inigin menghaturkan terimakasih sebanyak – banyaknya atas bantuan tersebut sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini tepat pada waktunya.

Surabaya

Ardi Ardiansyah

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK.....	iv
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Tujuan Penelitian.....	2
1.4. Manfaat Penelitian.....	3
1.5. Hipotesis.....	3
1.6. Batasan Masalah	3
1.7. Sistematika Penulisan.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	5
2.1. Tinjauan Pustaka	5
2.2. Dasar Teori	6
2.2.1. Pipe Laying Barge	6
2.2.2. Metode Instalasi S-Lay.....	9
2.2.3. Pipeline Installation Initiation.....	11
2.2.4. Overbend	12
2.2.5. Sagbend	14
2.2.6. Gerakan Bangunan Apung	14
2.2.7. Response Amplitude Operator	15
2.2.8. Spektrum Gelombang	16
2.2.9. Analisis Spektra Respons.....	17
2.2.10. Kedalaman Laut	17
2.2.11. Allowable Stress Criteria	18
2.2.12. Allowable Strain Criteria.....	18

2.2.13. Buckling DNV-OS-F101.....	18
2.2.14. Barge Standby Time.....	20
2.2.15. Kelelahan.....	20
2.2.16. Kurva S-N.....	21
2.2.17. Metode Rainflow Counting.....	23
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	24
3.1. Diagram Alir	24
3.2. Penjelasan Diagram Alir	27
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN	29
4.1. Pengumpulan Data	29
4.1.1. Data Properties Pipeline.....	30
4.1.2. Data Properties Pipe Laying Barge	31
4.1.3. Data Properties Stinger.....	32
4.1.4. Data Properties Mooring dan Anchor	33
4.1.5. Data Lingkungan	33
4.2. Pemodelan Pipe Laying Barge.....	34
4.2.1. Pemodelan Struktur Pipe Laying Barge	35
4.2.2. Validasi Model Pipe Laying Barge	39
4.3. Analisis Respons Gerakan Pipe Laying Barge.....	40
4.3.1. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 0°.....	41
4.3.2. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 45°.....	41
4.3.3. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 90°.....	42
4.3.4. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 135°.....	43
4.3.5. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 180°.....	44
4.4. Analisis Tegangan saat Instalasi Pipeline pada Kondisi Dinamis....	45
4.5. Analisis Regangan saat Instalasi Pipeline pada Kondisi Dinamis....	47
4.6. Analisis Buckling pada Pipeline	50
4.7. Analisis Kelelahan pada Pipeline	51
4.7.1. Analisis Fatigue Damage.....	53
4.7.2. Analisis Barge Standby Time	55
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	57
5.1. Kesimpulan.....	57
5.2. Saran	57
DAFTAR PUSTAKA	58

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Konfigurasi Instalasi dengan Metode S-Lay	6
Gambar 2.2 Pipe Laying Barge Generasi Pertama	7
Gambar 2.3 Pipe Laying Barge Generasi Keempat	7
Gambar 2.4 Konfigurasi Deck pada Pipe Laying Barge.....	8
Gambar 2.5 Line Pipe pada Supply Ship.	9
Gambar 2.6 Instalasi Pipelines dengan Metode S-Lay	9
Gambar 2.7 Stinger pada Pipe Lay Barge.....	10
Gambar 2.8 Tensioner pada Pipe Lay Barge	11
Gambar 2.9 Metode Dead Man Anchor.....	12
Gambar 2.10 Daerah Terjadinya Overbend	13
Gambar 2.11. Gaya pada Daerah Sagbend dan Ovebend	14
Gambar 2.12 Gerakan Bangunan Apung	15
Gambar 2.13. Kurva S-N	22
Gambar 2.14 Metode Rainflow Counting.....	23
Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir	24
Gambar 3.2 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (lanjutan).....	25
Gambar 3.3 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (lanjutan).....	26
Gambar 4.1 Lokasi SPA Platform	29
Gambar 4.2 Model Pipe Laying Barge Tampak Bow.....	35
Gambar 4.3 Model Pipe Laying Barge Tampak Bawah	35
Gambar 4.4 Model Pipe Laying Barge Tampak Isometri.....	36
Gambar 4.5 Model Pipe Laying Barge Tampak Port.....	36
Gambar 4.6 Model Pipe Laying Barge Tampak Stern.....	37
Gambar 4.7 Model Pipe Laying Barge Tampak Atas.....	37
Gambar 4.8 Model Mooring Tampak Isometri.....	38
Gambar 4.9 Model Mooring Tampak Port.....	38
Gambar 4.10 Model Mooring Tampak Atas.....	39
Gambar 4.11 Arah Pembebanan Gelombang pada MOSES.....	40
Gambar 4.12 Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 0°	41
Gambar 4.13 Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 45°	41

Gambar 4.14	Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 90°	42
Gambar 4.15	Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 135°	43
Gambar 4.16	Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 180°	44
Gambar 4.17	Diagram Mawar Angin Cirebon.....	51
Gambar 4.18	Diagram Mawar Gelombang Cirebon.....	52
Gambar 4.19	Arah Gelombang Dominan	52
Gambar 4.20	Plot Elevasi Pipeline	53
Gambar 4.21	Time History Stress.....	53
Gambar 4.22	Grafik Maximum Barge Standby Time.....	56

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Simplified Laying Criteria DNV-OS-F101	18
Tabel 2.2 Faktor Kelelahan Pipa yang Diizinkan	21
Tabel 2.3 Kurva S-N (DNV-RP-C203)	22
Tabel 4.1 Data Properties Pipeline	30
Tabel 4.2 Data Properties Lapisan Coating	30
Tabel 4.3 Data Properties Field Joint Coating	30
Tabel 4.4 Data Properties Pipe Laying Barge	31
Tabel 4.5 Data Konfigurasi Roller pada Barge	31
Tabel 4.6 Data Properties Stinger	32
Tabel 4.7 Data Compartment Stinger	32
Tabel 4.8 Data Konfigurasi Roller pada Stinger	32
Tabel 4.9 Data Properties Mooring dan Anchor	33
Tabel 4.10 Data Lingkungan	33
Tabel 4.11 Validasi Model Pipe Laying Barge	39
Tabel 4.12 Analisis Tegangan pada Kedalaman 42 m	45
Tabel 4.13 Analisis Tegangan pada Kedalaman 38 m	46
Tabel 4.14 Analisis Tegangan pada Kedalaman 34 m	46
Tabel 4.15 Analisis Regangan pada Kedalaman 42 m	48
Tabel 4.16 Analisis Regangan pada Kedalaman 38 m	48
Tabel 4.17 Analisis Regangan pada Kedalaman 34 m	49
Tabel 4.18 Hasil Perhitungan Combined Loading	50
Tabel 4.19 Analisis Siklus Rentang Tegangan	54
Tabel 4.20 Analisis Fatigue Damage ($d = 34$ m, curvature = 150 m)	54
Tabel 4.21 Hasil Perhitungan Barge Standby Time	55

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A HASIL OUTPUT HYDROSTATIC PROPERTIES (MOSES)

LAMPIRAN B HASIL OUTPUT RAO (MOSES)

LAMPIRAN C HASIL OUTPUT TEGANGAN DAN REGANGAN (OFFPIPE)

**LAMPIRAN D HASIL PERHITUNGAN COMBINED LOADING UNTUK
PENGECEKAN BUCKLING**

LAMPIRAN E HASIL OUTPUT TIME HISTORY TEGANGAN

LAMPIRAN F HASIL OUTPUT FATIGUE DAMAGE (J-Rain)

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pada awalnya minyak diangkut dengan menggunakan tong kayu sampai tahun 1870. Seiring dengan meningkatnya permintaan dan meningkatnya volume minyak, minyak lalu diangkut dengan menggunakan mobil truk pengangkut minyak atau dengan kereta dan pada akhirnya menggunakan saluran pipa. (Lee, 2008). Sumur minyak sendiri pertama kali ditemukan pada tahun 1859 di Titusville, Pennsylvania bersamaan dengan dimulainya era industri.

Kebergantungan manusia akan minyak membuat manusia semakin bersemangat untuk mengeksplorasi minyak di lepas pantai pada awal tahun 1897, dimana eksplorasi minyak dan produksinya dimulai di Summerland, California (Guo *et al*, 2005). Pipa bawah laut pertama kali dibuat di Summerland. Karena lebih efisien dibandingkan dengan media lain, pipa bawah laut semakin banyak digunakan untuk mengangkut minyak.

Kedalaman laut merupakan salah satu hal utama yang diperhatikan pada saat instalasi pipa. Kedalaman laut dibagi menjadi tiga yaitu laut dangkal, menengah, dan dalam. Laut dangkal memiliki kedalaman dari 0 ft sampai 500 ft, laut menengah dari 500 ft sampai 1000ft, dan laut dalam memiliki kedalaman lebih dari 1000ft (Guo *et al*, 2005). Indonesia memiliki laut dengan kedalaman yang termasuk dangkal, sehingga metode instalasi pipa yang banyak digunakan adalah metode instalasi S-Lay.

Pada saat instalasi pipa dengan metode instalasi S-lay, pipa akan mengalami *bending* pada barge sampai ujung *stinger* dan pada bagian dekat TDP (*Touchdown Point*). Pada metode instalasi S-lay pipa akan membentuk huruf S dengan bending di bagian atas disebut *Overbend* dan pada bagian bawah disebut *Sagbend*. Pada bagian atas (*Overbend*) kurvatur dikontrol oleh *Stinger*, struktur baja yang menonjol dari buritan kapal, sedangkan pada bagian bawah (*sagbend*) kurvatur dikontrol oleh *tensioner* yang menjepit pipa diatas *Lay Barge* (Braestrup *et al*, 2005).

Untuk metode instalasi S-Lay, parameter-parameter pentingnya adalah kapasitas tegangan kapal, panjang *stinger*, kurvatur *stinger*, *strain* pada daerah *overbend* dan

bending moment pada daerah *sagbend*. Kedalaman instalasi pipa dapat ditingkatkan dengan *stinger* yang lebih panjang dan dengan kapasitas tegangan kapal yang lebih besar. (Herdiyanti, 2013).

Selain parameter penting diatas, hal lain yang perlu diperhatikan adalah kemungkinan terjadinya kerusakan peralatan penunjang proses instalasi seperti *tensioner*, *roller*, *welding tools* dan lain-lain yang dapat menyebabkan berhentinya proses instalasi. Pada kondisi ini perlu dipertimbangkan apakah proses instalasi harus dihentikan atau dilanjutkan dengan mempertimbangkan *barge standby time*. Beban siklik yang dialami pipa dalam kondisi diam dapat menyebabkan kelelahan jika waktu *standby* terlalu lama sehingga perlu diperhitungkan berapa waktu *standby* yang diizinkan sehingga *pipeline* tidak mengalami kelelahan. Kelelahan pada *pipeline* sangat berbahaya karena dapat menyebabkan *crack* dan terjadi *rupture* yang dapat menyebabkan banyak kerugian.

Pada Tugas Akhir ini akan dilakukan analisis kelelahan pipa pada saat instalasi dengan variasi kedalaman laut. Studi kasus yang digunakan dalam Tugas Akhir ini adalah proyek saluran pipa baru milik Pertamina PHE ONWJ dari SPA Platform yang merupakan platform baru ke B2C platform dengan panjang 11.3 km di Offshore North West Java. Modeling barge dan analisis RAO (*Response Amplitude Operator*) dilakukan dengan software MOSES dan Analisis tegangan dan regangan saat instalasi dilakukan dengan software OFFPipe. Untuk analisis perhitungan *stress/strain* dilakukan berdasarkan DNV-OS-F101 dan untuk analisis *fatigue* digunakan kurva S-N berdasarkan DNV-OS-C203.

1.2. Rumusan Masalah

Perumusan masalah dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Berapakah nilai tegangan dan regangan yang terjadi pada pipa bawah laut saat instalasi?.
2. Bagaimanakah pengaruh *radius curvature of stinger* dan kedalaman laut terhadap kelelahan pipa bawah laut saat instalasi?
3. Berapakah *barge standby time* yang diizinkan saat instalasi pipa bawah laut dengan metode S-Lay?.

1.3. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Menghitung tegangan dan regangan yang terjadi pada pipa bawah laut saat proses instalasi.
2. Mengetahui pengaruh *radius curvature of stinger* dan kedalaman laut terhadap kelelahan pipa bawah laut saat instalasi.
3. Menghitung *barge standby time* yang diizinkan saat instalasi pipa bawah laut dengan metode S-Lay.

1.4. Manfaat Penelitian

Manfaat yang diharapkan dari penelitian ini adalah semoga dapat menjadi referensi dalam perhitungan kelelahan pipa bawah laut pada saat instalasi dengan variasi *radius curvature of stinger* dan kedalaman laut untuk mengetahui *barge standby time* yang diizinkan sehingga *pipeline* tidak mengalami kelelahan yang dapat menyebabkan kerugian.

1.5. Hipotesis

Tegangan dan regangan yang terjadi pada *pipeline* selama instalasi memenuhi syarat DNV-OS-F101 karena konfigurasi *tensioner* dan *stinger* telah diperhitungkan sebelumnya dan *maximum barge standby time* bernilai dibawah 10 jam.

1.6. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Studi kasus yang dipakai adalah data proyek instalasi pipa bawah laut milik Pertamina PHE ONWJ dari SPA *platform* ke B2C *platform*.
2. Analisis perhitungan *stress/strain* dilakukan berdasarkan DNV-OS-F101 *Submarine Pipeline System*
3. Kurva S-N yang digunakan berdasarkan DNV-RP-C203 *Fatigue Design of Offshore Steel Structure*.
4. Metode instalasi yang digunakan adalah metode S-Lay
5. Analisis yang dilakukan adalah analisis dinamis
6. Perangkat lunak yang digunakan untuk menghitung tegangan dan regangan pipa saat instalasi adalah OFFPipe.

1.7. Sistematika Penulisan

1. Bab I Pendahuluan

Bab ini menjelaskan tentang latar belakang penelitian, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat yang akan diperoleh, hipotesis dan batasan masalah penelitian untuk membatasi analisis.

2. Bab II Tinjauan Pustaka dan Dasar Teori

Bab ini berisi referensi mengenai penelitian sejenis yang pernah dilakukan dan teori-teori yang akan digunakan. Referensi tersebut bersumber pada prosiding, jurnal, *standard*, dan buku yang berkaitan dengan topik penelitian.

3. Bab III Metodologi Penelitian

Bab ini berisi langkah-langkah pengerjaan tugas akhir. Alur pengerjaan dijelaskan dalam bentuk diagram alir dan disusun secara sistematis.

4. Bab IV Analisis dan Pembahasan

Bab ini menjelaskan analisis dan hasil pengolahan data penelitian.

5. Bab V Penutup

Bab ini berisi kesimpulan dari hasil penelitian yang dilakukan dan juga berisi saran untuk penelitian – penelitian sejenis di masa yang akan datang.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1. Tinjauan Pustaka

Saluran pipa bawah laut dibutuhkan untuk mengangkut minyak dari *offshore* ke *onshore*, selanjutnya minyak akan diolah di kilang lalu di jual ke masyarakat. Ada beberapa metode instalasi pipa yang dapat digunakan sesuai dengan kedalaman perariran dimana pipa akan dipasang. Untuk laut dangkal metode instalasi S-Lay banyak digunakan termasuk juga di Indonesia yang memiliki kedalaman laut yang termasuk dangkal (0 – 500 ft). Pada metode instalasi S-Lay fabrikasi *pipeline* dilakukan diatas *Lay Barge* dengan 2 sampai 3 join untuk selanjutnya dilepaskan melalui *stinger*.

Pada metode instalasi S-Lay *pipeline* akan mengalami dua kali *bending* yaitu *overbend* dan *sagbend*. Pada bagian atas (*overbend*) radius kurvatur akan ditentukan oleh derajat kemiringan *stinger* sehingga tidak terjadi *overstress* pada daerah *overbend*. Sedangkan pada bagian bawah (*sagbend*) radius kurvatur ditentukan oleh besarnya tekanan yang diberikan oleh *tensioner* pada *Lay Barge*. Sebelum pipa meninggalkan *stinger*, pipa harus di inspeksi kembali untuk mengecek kualitas lasan pada join, jika terjadi cacat las maka perlu dilakukan *weld repair* di *repair station*. Lapisan *concrete* yang melindungi pipa juga akan mengalami kritis ketika *pipeline* mulai meninggalkan *stinger*. *Concrete crushing* dapat terjadi karena adanya *compressive strain* akibat *bending* pada daerah *overbend* dan *concrete damage* dapat terjadi karena interaksi antara *concrete* dengan *stinger roller*.

Pada saat instalasi dengan metode S-Lay pipa akan mengalami *bending tension* maupun *bending compression* yang dapat menyebabkan *buckling* sehingga pada metode instalasi S-Lay perlu dilakukan analisis *bending*. *Bending* terjadi akibat gaya aksial yang terjadi pada *pipeline* pada saat *pipeline* diluncurkan dari *stinger* pada daerah *lift-off point* yaitu daerah *pipeline* setelah meninggalkan *stinger* dan daerah TDP (*Touchdown Point*) yaitu daerah pertemuan antara *pipeline* dengan dasar laut. Analisis dilakukan untuk mencari nilai minimum *bending stress* yang terjadi pada daerah kritis supaya sesuai dengan kriteria design yang digunakan.

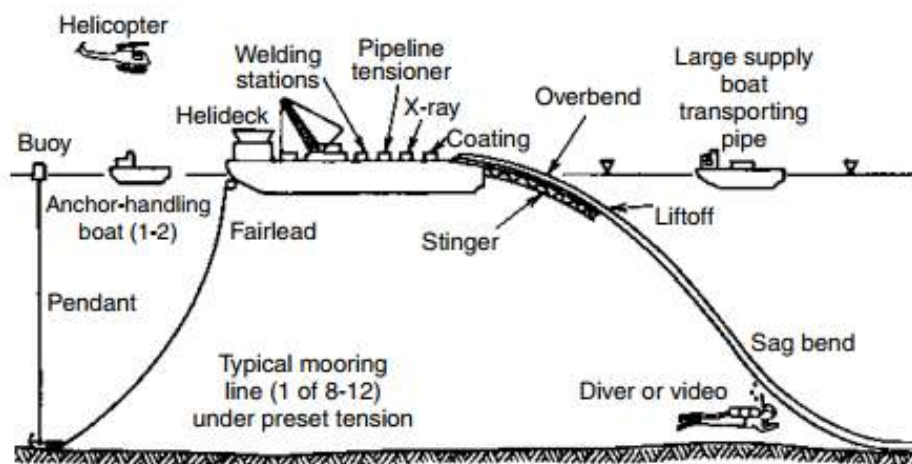
Irsyad (2017) melakukan analisis *concrete crushing* dan *concrete sliding* dengan variasi kedalaman laut dan sudut *stinger* namun tidak dilakukan pengecekan *buckling*. Selanjutnya Ramadhan (2017) melakukan analisis kelelahan pada pipa saat instalasi

dengan variasi sudut stinger dan ukuran pipa namun tanpa mempertimbangkan *allowable cycle* berdasarkan DNV-OS-F101. Oleh karena itu berdasarkan penelitian sebelumnya penulis mengajukan penelitian mengenai analisis kelelahan pada pipa dengan variasi *radius curvature of stinger* dan kedalaman laut dengan menggunakan aturan DNV-OS-F101 dimana *pipeline fatigue life* bernilai 10% dari *fatigue cycle*.

2.2. Dasar Teori

2.2.1. Pipe Laying Barge

Pipe laying barge merupakan kapal yang sangat canggih yang merupakan elemen kunci pada sistem instalasi pipa bawah laut. Fungsi dari *barge* itu sendiri adalah untuk menerima dan menyimpan *line pipe* lalu menyambungkannya dan mengelasnya menjadi satu kesatuan, lalu melindungi bagian sambungan dan melakukan instalasi melalui *stern* kapal ke *seafloor* (Gerwick, 2007). Karena kebutuhan yang beragam seiring dengan perkembangan industri minyak dan gas, *offshore barge* maupun *semisubmersible hulls* telah digunakan untuk instalasi pipa bawah laut. Menurut Bai (2001) *Pipe laying barge* adalah kapal *monohull* yang memiliki kemampuan untuk melakukan pekerjaan instalasi pipa bawah laut di lepas pantai dari kedalaman 15 meter sampai kedalaman lebih dari 1000 m. *Pipe laying barge* ditunjukkan pada **Gambar 2.1**.



Gambar 2.1 Konfigurasi Instalasi dengan Metode S-Lay (Gerwick, 2007)

Generasi pertama *lay barge* merupakan *flat-bottom spud barges* yang sangat sederhana dan digunakan untuk instalasi pipa bawah laut di kedalaman yang sangat dangkal, sudah memiliki *stinger* namun sifatnya kaku. Generasi kedua merupakan pengembangan dari generasi pertama yaitu dengan melakukan *upgrade* pada barge

khususnya dengan menambahkan 4 titik *mooring* untuk *station keeping*, jenis *barge* ini merupakan yang paling banyak digunakan di dunia saat ini. *Barge* generasi pertama ditunjukkan pada **Gambar 2.2**. Generasi kedua adalah *semisubmersible hulls* dengan menggunakan *mooring* untuk *station keeping* dan generasi terakhir adalah kapal dengan menggunakan DPS (*Dynamic Positioning System*) yang merupakan teknologi terbaru untuk *sea keeping* dengan menggunakan GPS sehingga jika kapal bergeser maka akan terdeteksi oleh GPS dan *propeller* akan berputar sehingga kapal kembali ke posisinya semula. *Barge* generasi keempat ditunjukkan pada **Gambar 2.3**.

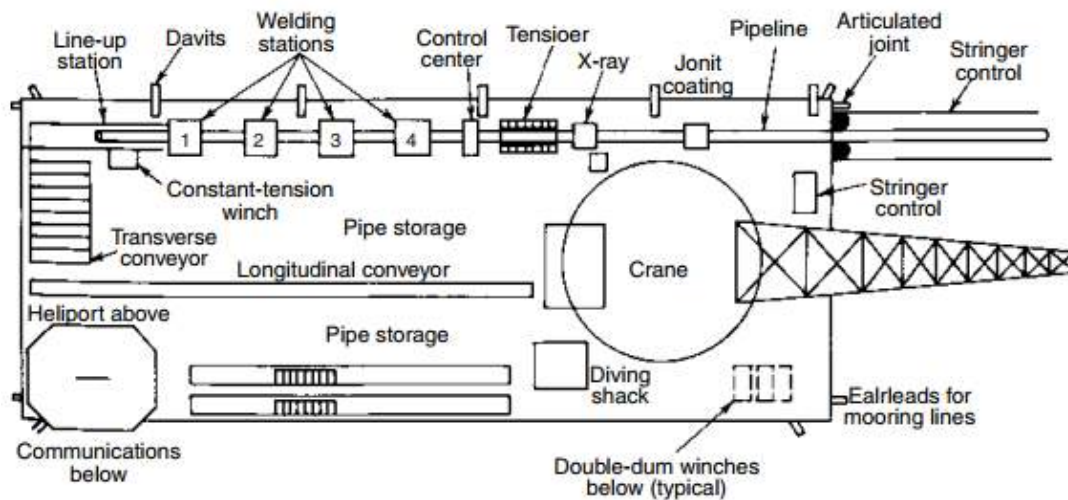


Gambar 2.2 Pipe Laying Barge Generasi Pertama (Gerwick, 2007)



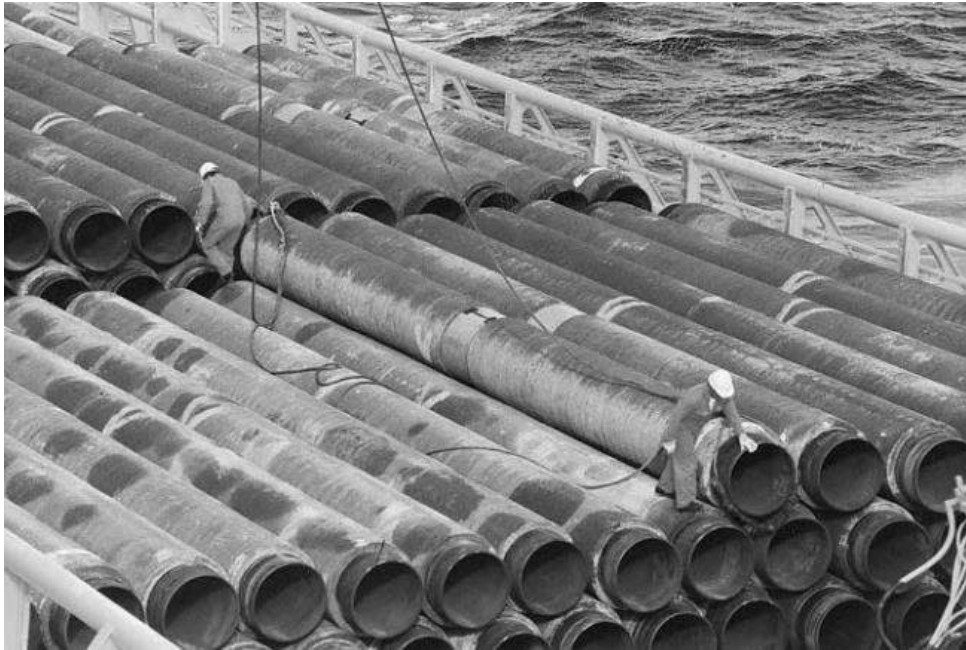
Gambar 2.3 Pipe Laying Barge Generasi Keempat (Gerwick, 2007)

Pada saat proses instalasi, ada beberapa hal yang perlu dilakukan untuk membantu *pipe laying barge* melakukan tugasnya. Sebelum proses instalasi dilakukan, *pipe laying barge* harus di *mooring* terlebih dahulu untuk mengurangi gerakan akibat gaya hidrodinamik yang terjadi. Pipa yang akan diinstalasi dibawa dari *onshore* ke *offshore* dengan menggunakan *supply barge*, barge ini membawa pipa-pipa yang disebut dengan *line pipe* yang selanjutnya akan dipindahkan ke *pipe laying barge*. *Line pipe* kemudian dipindahkan ke *pipe laying barge* untuk selanjutnya dilakukan fabrikasi, biasanya pada barge dapat dilakukan proses penyambungan sebanyak 3 sampai 4 sambungan, setelah itu pipa yang telah disambungkan diberi tekanan dengan *tensioner*. Sebelum diberi *coating*, sambungan pipa dicek terlebih dahulu di NDT/*repair station* untuk mengetahui apakah terdapat cacat las. Konfigurasi peralatan pada *pipe laying barge* ditunjukkan pada **Gambar 2.4**.



Gambar 2.4 Konfigurasi Deck pada Pipe Laying Barge (Gerwick, 2007)

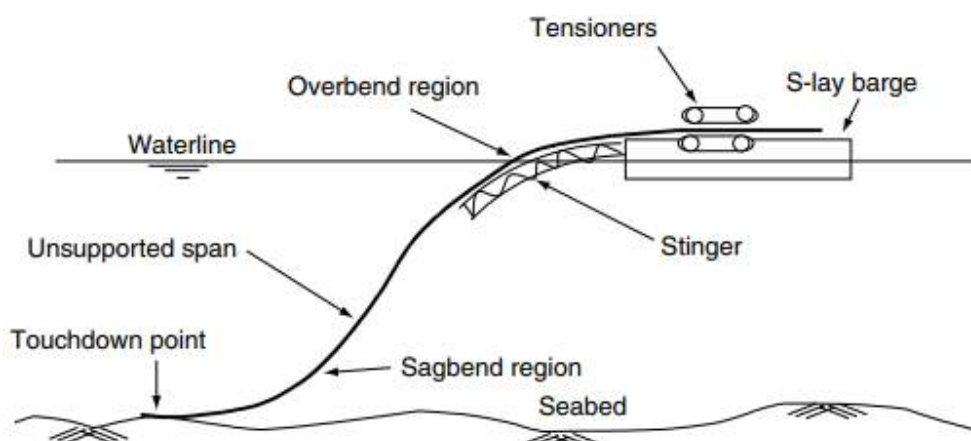
Untuk melakukan instalasi pipa bawah laut *pipelay barge* membutuhkan bantuan dari kapal lain. *Pipe supply ship* merupakan salah satu kapal yang dibutuhkan untuk membantu *pipelay barge*. *Pipe supply ship* bertugas untuk mengantarkan *line pipe* atau *coated pipe* dari fabrikasi ke *pipelay barge*. *Line pipe* ditunjukkan pada **Gambar 2.5**. Setelah *supply ship* sampai ke *pipelay barge* maka *line pipe* akan dilakukan *beveling* terlebih dahulu disetiap bagian ujung pipa yaitu pada area *field joint* untuk selanjutnya dilakukan pengelasan diatas *pipelay barge*.



Gambar 2.5 Line Pipe pada Supply Ship (Braestrup *et al*, 2005).

2.2.2. Metode Instalasi S-Lay

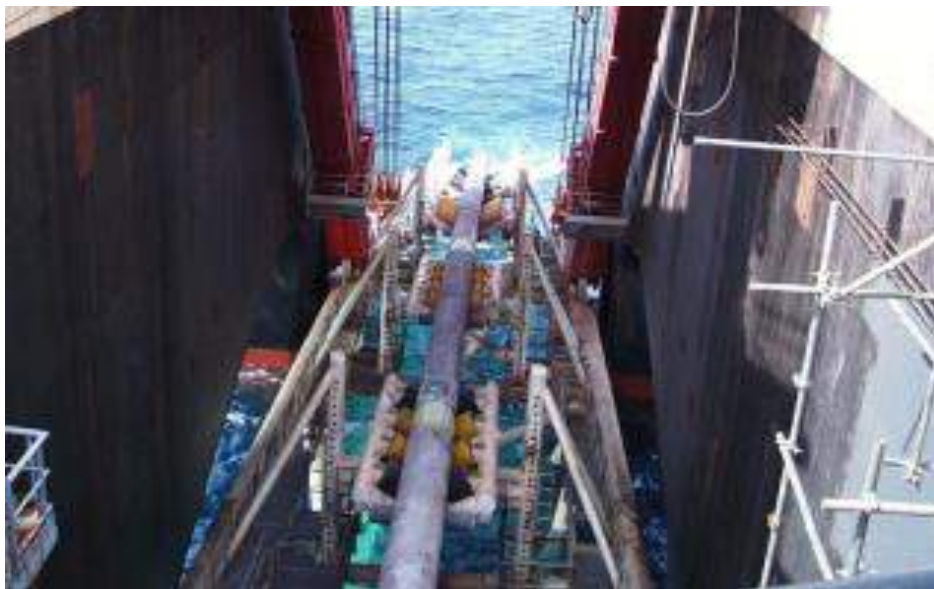
Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk instalasi pipa bawah laut yaitu metode S-Lay, J-Lay, dan Reel Lay. Metode ini dipilih dengan mempertimbangkan kedalaman laut dan kapasitas dari *pipe laying barge* yang ada. Menurut Guo *et al* (2005) metode instalasi pipa S-Lay cocok digunakan untuk kedalaman *shallow to deep*, sedangkan untuk J-Lay cocok untuk kedalaman *Intermediate to Deep*, dan metode *Reel Lay* cocok untuk kedalaman *Intermediate to Deep*. Metode Instalasi S-Lay ditunjukkan pada **Gambar 2.6**.



Gambar 2.6 Instalasi Pipelines dengan Metode S-Lay (Guo *et al*, 2005)

Metode instalasi S-Lay adalah metode yang paling banyak digunakan di industri minyak dan gas saat ini untuk keperluan instalasi pipa bawah laut. Pada metode S-Lay,

pipelines yang telah disambungkan atau dilas disangga dengan menggunakan *rollers* pada *barge* dan juga pada *stinger*, yang mana saat instalasi akan membentuk *overbend*. Selanjutnya pipa akan menggantung dan masuk kedalam air sampai dengan menyentuh dasar laut, yang mana akan membentuk *sagbend* (Guo *et al*, 20005). Karena terjadi dua kali bending maka *pipelines* yang sedang diinstalasi akan membentuk lengkungan seperti huruf “S” sesuai dengan ilustrasi pada **Gambar 2.6**. Pada instalasi pipa dengan metode S-Lay, ada beberapa peralatan pendukung untuk dapat menjalankan proses instalasi, antara lain adalah *stinger*, *roller*, dan *tensioner*. *Stinger* adalah alat bantu instalasi pada *laying barge* yang merupakan struktur baja dibagian *stern* dari *barge*, dilengkapi dengan *roller* seperti yang dapat dilihat pada **Gambar 2.7** dibawah. Konfigurasi *roller* dan sudut dari *stinger* ini mempengaruhi tegangan pada *pipeline* pada bagian *overbend*.



Gambar 2.7 Stinger pada Pipe Lay Barge (Lee, 2008)

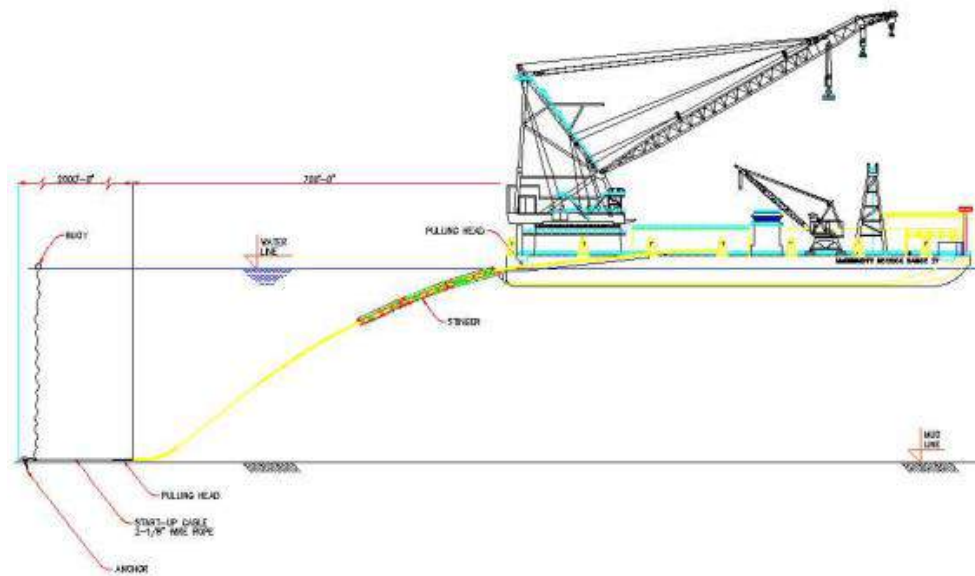
Sedangkan *tensioner* merupakan alat yang digunakan memberikan tekanan pada *pipeline* dimana besaran tekanan yang diberikan oleh *tensioner* akan mempengaruhi *radius curvature* di area *sagbend*. *Tensioner* dilengkapi dengan *roller* sebagai penahan *pipeline* saat bergerak. Selain itu *tensioner* juga berfungsi untuk mengatur kecepatan instalasi (*payout speed*) dari *pipeline* yang sudah siap untuk diluncurkan. *Tesnioner* ditunjukan pada **Gambar 2.8**.



Gambar 2.8 Tensioner pada Pipe Lay Barge (Gerwick, 2007)

2.2.3. Pipeline Installation Initiation

Pipelay initiation merupakan tahap awal untuk instalasi pipa bawah laut. Ada tiga jenis *pipelay initiation method* yang dapat dilakukan untuk instalasi *pipeline* yaitu *Dead Man Anchor* (DMA), selanjutnya adalah *Hold Back Method*, dan *Bowstring Method*. Pada penelitian ini *pipeline installation initiation* dilakukan dengan menggunakan metode DMA (*Dead Man Anchor*) sesuai dengan proyek riil di lapangan. *Pipelaying* bisa dimulai dari daerah dekat pantai atau pada daerah perairan dengan kedalaman menengah. Pada beberapa kasus *laybarge* bisa melanjutkan penggelaran pipa yang sudah dilakukan sebelumnya atau memulai kembali dengan menggunakan *initiation head* yang terhubung dengan *dead man anchor*. *Dead man anchor* yang ditunjukkan pada **Gambar 2.9**. merupakan metode *pipelay initiation* dengan menggunakan rantai yang ditambat di dasar laut (*Anchor*) lalu dihubungkan dengan menggunakan kabel ke *pipehead* diatas *barge*. Rantai ditambat dengan menggunakan *piles* yang dipasangkan di dasar laut dengan menggunakan *subsea hammer*, biasanya *piles* memiliki panjang 15 sampai 20 m (Braestrup *et al*, 2005).



Gambar 2.9 Metode Dead Man Anchor (JBEIL Subsea Engineers Pvt. Ltd.)

2.2.4. Overbend

Pada saat instalasi pipa bawah laut dengan menggunakan *pipe laying barge* maka *bending* merupakan hal yang tidak dapat ditolak. Pada metode instalasi S-Lay akan terjadi dua *bending* yaitu pada bagian atas dan bagian bawah dimana bagian atas di daerah *lift-off point* disebut dengan *overbend*. Daerah *overbend* memanjang dari *tensioner* pada *barge deck* ke *laying ramp* diatas *barge* sampai ke daerah *lift-off point* ketika pipa tidak lagi disangga oleh *stinger* (Guo et al, 2005). *Laying ramp* pada *barge* berupa *roller* yang dipasang diatas *barge* dan *stinger*, fungsinya adalah untuk memberikan *curved support* dengan radius kurvatur yang sesuai sehingga tidak terjadi *overstress* pada *overbend* dan mengatur *strain* pada *pipeline* supaya tetap memiliki nilai yang diizinkan. Radius kurvatur yang diatur dengan *stinger* merupakan hal utama yang mengontrol *overbend*. Gabungan antara kurvatur dengan *axial tension* menyebabkan terjadinya tegangan global pada *pipeline* di *overbend* (Guo et al, 2005). *Overbend* ditunjukkan pada **Gambar 2.10**.



Gambar 2.10 Daerah Terjadinya Overbend (Gerwick, 2007)

Bending stress pada *overbend* dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$\sigma_a = \frac{ED}{2R_{cv}} \quad (2.1)$$

Dengan,

- σ_a = Axial Bending Stress
- E = Steel Young's Modulus
- D = Pipeline Outside Diameter
- R_{cv} = Pipeline Radius of Curvature

Nilai minimum radius of curvature dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

$$R_{cv} = \frac{ED}{2\sigma_y f_D} \quad (2.2)$$

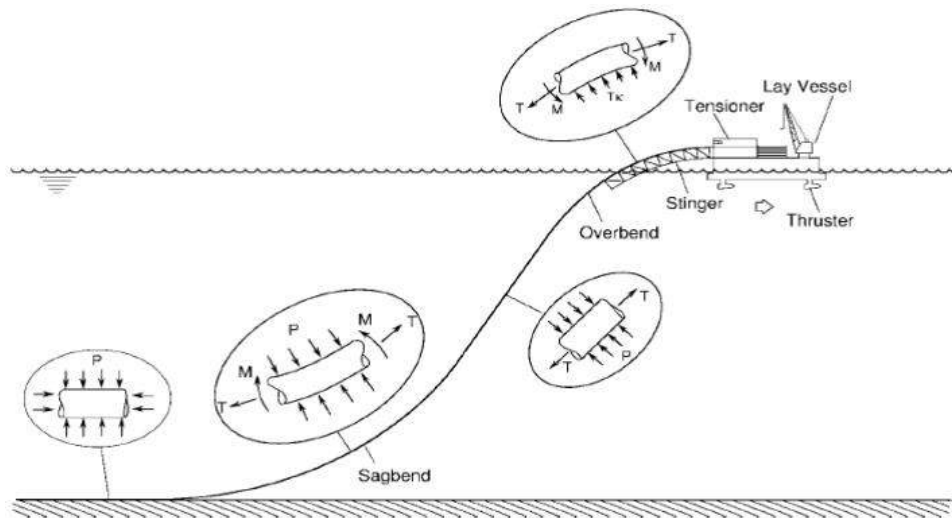
Dengan,

- σ_y = SMYS
- f_D = Design Factor, 0.85

Dengan tujuan untuk mengontrol *bending stress* pada daerah *overbend* supaya berada dibawah *yield stress* dengan *safety factor*, maka dibutuhkan radius kurvatur minimum dari *stinger* dengan menggunakan persamaan diatas.

2.2.5. Sagbend

Daerah *sagbend* dimulai dari ujung *stinger* sampai dengan *seabed*. *Bending stress* pada daerah *sagbend* juga disebabkan karena kurvatur *pipeline* dan dikontrol oleh tegangan yang diberikan oleh *tensioner* diatas *barge*. Maksud dari pemberian tekanan oleh *tensioner* pada *pipeline* adalah untuk mengatur radius kurvatur pada daerah *sagbend* dan *moment* pada ujung *stinger* dengan mendukung beban pipa yang menggantung dari bagian *pipeline* yang telah meninggalkan *stinger*. Ada beberapa metode yang dilakukan untuk menganalisis *sagbend stress* yaitu *beam method*, *nonlinear beam method*, *natural catenary method*, *stiffened catenary method*, *finite element method*, dan metode untuk ketebalan *concrete coating*. Untuk memprediksi *lay stresses* biasanya membutuhkan bantuan program komputer (Guo *et al*, 2005). *Sagbend* ditunjukkan pada **Gambar 2.11**.



Gambar 2.11. Gaya pada Daerah Sagbend dan Ovebend (Herdiyanti, 2013)

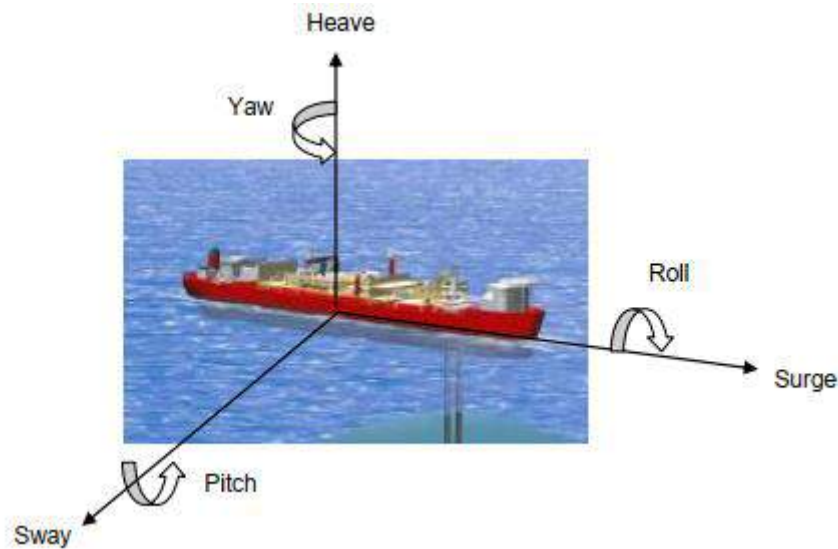
2.2.6. Gerakan Bangunan Apung

Kapal yang berada di permukaan air laut akan selalu bergerak osilasi (Bhattacharyya, 1978). Osilasi berarti bergerak bolak balik seperti gerakan osilasi naik turunnya gelombang laut. Gerakan kapal dibagi menjadi dua macam yaitu gerakan translasi dan gerakan rotasi seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.12** dibawah. Gerakan translasi dibagi menjadi tiga yaitu :

- Surge : gerakan kapal pada sumbu x yaitu gerakan maju dan mundur.
- Sway : gerakan kapal pada sumbu y yaitu gerakan kearah starboard kapal, lalu ke bagian port dan kembali lagi kearah starboard.
- Heave : gerakan kapal pada sumbu z yaitu gerakan naik dan turun.

Begitu juga dengan gerakan rotasi dibagi menjadi tiga yaitu :

- Gerakan roll : gerakan rotasi terhadap sumbu x.
- Gerakan pitch : gerakan rotasi terhadap sumbu y.
- Gerakan yaw : gerakan rotasi terhadap sumbu z.



Gambar 2.12 Gerakan Bangunan Apung (Lee, 2008)

2.2.7. Response Amplitude Operator

Response Amplitude Operator (RAO) adalah operator atau angka pengali yang digunakan untuk mengetahui respons suatu bangunan apung akibat gelombang reguler. RAO bangunan apung untuk gerakan translasi adalah perbandingan antara amplitudo gerakannya dengan amplitudo gelombang (Djarmiko, 2012). Jika RAO *surge* dari suatu bangunan apung bernilai 0.5 pada ketinggian gelombang 4 m (dengan amplitudo 2 m) maka bangunan apung akan bergerak secara *surge* sebesar -1 m ke +1 m dari posisi statisnya. Jika RAO *pitch* dari bangunan apung bernilai 0.5 dengan ketinggian gelombang sama maka artinya bangunan apung tersebut bergerak secara *pitch* sebesar -1° ke + 1°. RAO dirumuskan sebagai berikut :

$$RAO = \frac{\zeta_{k0}}{\zeta_0} \left(\frac{m}{m} \right) \quad (2.3)$$

Dengan,

ζ_{k0} = Amplitudo mode gerakan struktur (m)

ζ_0 = Amplitudo gelombang laut (m)

RAO bangunan apung untuk gerakan rotasi adalah perbandingan antara amplitudo gerakan rotasi (dalam radian) dengan kemiringan gelombang, kemiringan gelombang didapatkan dari pengalian angka gelombang dengan amplitudo gelombang.

$$RAO = \frac{\zeta_{k0}}{k_w \zeta_0} = \frac{\zeta_{k0}}{\frac{w^2}{g} \zeta_0} \left(\frac{deg}{m} \right) \quad (2.4)$$

Dengan,

k_w = Angka gelombang

2.2.8. Spektrum Gelombang

Spektrum energi gelombang mendeskripsikan energi yang dimiliki oleh gelombang laut dan distribusinya dalam *range* frekuensi gelombang acak (Chakrabarti, 2005). Ada beberapa pemodelan spektrum yang dapat digunakan untuk perencanaan bangunan lepas pantai. Pemodelan tersebut didapatkan dari turunan atau pengolahan data gelombang laut yang didapatkan melalui observasi lapangan. Pemodelan spektrum gelombang laut yang paling banyak digunakan saat ini adalah *Pierson-Moskowitz model*, *Bretschneider model*, *ISSC model*, *JONSWAP model* dan beberapa menggunakan *Ochi-Hubble spectrum model*. Model spektrum yang berbeda untuk data yang sama akan menghasilkan distribusi energi yang berbeda sehingga respons struktur untuk energi gelombang acak yang sama akan berbeda jika menggunakan model spektrum yang berbeda (Bai, 2003). Pada umumnya hampir semua formula spektrum gelombang digunakan di perairan terbuka dan sampai saat ini hanya ada satu persamaan spektra yang dapat digunakan di perairan tertutup atau perairan kepulauan (Djarmiko, 2012).

2.2.14.1. Spektrum Gelombang JONSWAP

Spektrum yang paling sering digunakan adalah model spektrum *Pierson-Moskowitz* dan *JONSWAP*. Model spektrum *Pierson-Moskowitz* digunakan pada laut dalam dan *fully developed sea-state* sedangkan model *JONSWAP* digunakan untuk daerah kepulauan (Bai, 2003). *JONSWAP (Joint North Sea Wave Project)* merupakan modifikasi dari spektra P-M (*Pierson-Moskowitz*) yang dapat digunakan untuk mengakomodasi karakteristik perairan tertutup atau kepulauan. Menurut DNV-RP-C205 persamaan spektrum gelombang JONSWAP dinyatakan dengan :

$$S_{\eta\eta}(\omega) = a g^2 \omega^{-5} \exp \left(-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p} \right)^{-4} \right) \gamma^{\exp \left(-0.5 \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma \omega_p} \right)^2 \right)} \quad (2.5)$$

Dengan,

$S_{\eta\eta}(\omega)$ = Spektrum JONSWAP

a = Konstanta Philips

g = Percepatan gravitasi ($\frac{m}{s^2}$)

ω = Frekuensi angular gelombang ($\frac{rad}{s}$)

ω_p = Frekuensi puncak spektra ($\frac{rad}{s}$)

γ = Peak Enhancement Factor

σ = Spectral width parameter

2.2.9. Analisis Spektra Respons

Gelombang acak adalah gabungan dari gelombang reguler dengan jumlah yang sangat banyak atau tak terhingga. Setiap komponen gelombang memiliki tingkat energi tertentu yang kemudian diakumulasi dalam bentuk spektrum energi gelombang (Djarmiko, 2012). Dengan mengacu pada pernyataan tersebut maka spektrum gelombang merupakan representasi yang valid untuk suatu gelombang acak tertentu. Menurut Djarmiko (2012) hubungan antara spektra gelombang dengan RAO dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$S_{r\zeta}(\omega) = RAO^2 x S_{\zeta}(\omega) \quad (2.6)$$

Dengan,

$S_{r\zeta}(\omega)$ = Spektra respons

$S_{\zeta}(\omega)$ = Spektra gelombang

RAO = Response Amplitude Operator

ω = Frekuensi gelombang (rad/s)

2.2.10. Kedalaman Laut

Pada penelitian dalam Tugas Akhir ini dilakukan analisis dengan variasi kedalaman laut. Kedalaman merupakan faktor penting pada analisis instalasi pipa bawah laut karena pada kenyataannya kedalaman laut sangat bervariasi, sehingga perlu dilakukan analisis berdasarkan kedalamannya masing-masing. Karena dasar laut sangat bervariasi kedalamannya sehingga perlu diketahui bagaimana pengaruh perbedaan kedalaman laut terhadap tegangan dan regangan yang terjadi pada *pipeline*. Pada

penelitian ini dilakukan analisis dengan menggunakan variasi kedalaman laut 34 m, 38 m, dan 42 m sesuai dengan kedalaman setiap KP (*Kilometer Point*) yang didapatkan dari data *pre-lay survey*.

2.2.11. Allowable Stress Criteria

Berdasarkan DNV-OS-F101 *Submarine Pipeline Systems* didapatkan kriteria tegangan saat instalasi pada *sagbend* adalah.

$$\sigma_{eq} < 0.87 f_y \quad (2.7)$$

Dengan,

σ_{eq} = Equivalent Stress

f_y = SMYS

Dengan σ_{eq} adalah tegangan ekivalen (Von Mises stress) yang merupakan kombinasi dari *hoop stress*, *longitudinal stress* dan *tangential shear stress*.

2.2.12. Allowable Strain Criteria

Berdasarkan DNV-OS-F101 untuk pembebanan statis nilai *strain* pada *pipeline* saat instalasi harus mempertimbangkan pengaruh dari *bending*, gaya aksial dan *roller loads*. Untuk beban statis, *strain* harus memenuhi nilai kriteria I seperti pada **Tabel 2.1**, sedangkan untuk beban dinamis, *strain* harus memenuhi nilai kriteria II. Untuk analisis regangan daerah *overbend* nilai-nilai berikut harus dipenuhi :

Tabel 2.1 Simplified Laying Criteria DNV-OS-F101

Criterion	X70	X65	X60	X52
I	0.270%	0.250%	0.230%	0.205%
II	0.325%	0.305%	0.290%	0.260%

2.2.13. Buckling DNV-OS-F101

Buckling merupakan permasalahan utama yang dapat terjadi pada saat instalasi pipa bawah laut. *Buckling* terjadi akibat beberapa faktor seperti tekanan, gaya dan momen yang terjadi saat pipa digelar. *Buckling* berdasarkan DNV-OS-F101 harus memenuhi :

- System collapse (P_c)
- Combined loading criteria, interaction between external or internal pressure, axial force and bending moment
- Propagation buckling

2.2.12.1. System Collapse

Analisis *buckling* menurut DNV-OS-F101 dilakukan dengan melakukan analisis perhitungan *sytem collapse*, *combined loading*, dan *propagation buckling*. Perhitungan dilakukan untuk mencari kareakteristik *collapse pressure* (Pc). *Collapse pressure* (Pc) merupakan tahanan karakteristik dari material pipa terhadap tekanan eksternal yang ditentukan dengan menggunakan persamaan :

$$P_{el} = \frac{2E \left[\frac{t_2}{D} \right]^3}{1-\nu^2} \quad (2.8)$$

$$P_p = f_y \alpha_{fab} \frac{2 t_2}{D} \quad (2.9)$$

$$f_o = \frac{D_{max} - D_{min}}{D} \quad (2.10)$$

$$b = -P_{el} \quad (2.11)$$

$$c = P_p^2 + P_p \cdot P_{el} \cdot f_o \frac{D}{t} \quad (2.12)$$

$$d = P_{el(t)} \cdot P_{p(t)}^2 \quad (2.13)$$

$$u = \frac{1}{3} \left(-\frac{1}{3} b^2 + c \right) \quad (2.14)$$

$$P_c = y - \frac{1}{3} b \quad (2.15)$$

Dengan,

Pc = Tahanan Collapse

Pel = Tekanan Collapse Elastis

Pp = Tekanan Collapse Plastis

fo = Ovality , Max 1.5%

D = Diameter

t2 = Tebal Minimum Dinding Pipa

E = Modulus Young

α_{fab} = Faktor Toleransi Fabrikasi (Seamless =1, UO&Trb=0.93, UOE = 0.85, α_{fab} (Faktor Fabrikasi Maksimum) Dari DNV-OS-F101)

ν = Poisson's Ratio

2.2.12.2. Combined Load

Pipa akan mengalami *over pressure* ketika tekanan eksternal maksimum yang terjadi di luar pipa melebihi tekanan internal pipa. Berdasarkan DNV-OS-F101 dilakukan dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\left[\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right]^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (2.16)$$

2.2.14. Barge Standby Time

Pada saat instalasi pipa bawah laut banyak hal yang dapat menyebabkan proses instalasi terhambat. Cuaca yang buruk dengan gelombang yang tinggi dapat mengakibatkan harus dihentikannya proses instalasi. Selain itu kemungkinan kerusakan pada peralatan instalasi juga dapat terjadi seperti *tensioner*, *welding tools*, atau *welder* nya itu sendiri. Jika hal tersebut terjadi maka proses instalasi harus dihentikan terlebih dahulu sehingga *barge* berada dalam kondisi *standby* dengan posisi pipa masih menjuntai dari atas *barge* sampai ke dasar laut. Pada kondisi ini maka terdapat dua pilihan antara melakukan *abandon* dengan pertimbangan harus melakukan *recovery* suatu hari nanti dengan biaya yang lebih besar atau dengan menunggu sampai peralatan yang rusak dapat digunakan kembali. Jika opsi kedua yang dipilih dengan pertimbangan biaya yang lebih kecil maka diperlukan perhitungan untuk mengetahui waktu *standby barge* maksimum supaya *pipeline* yang berada dalam kondisi menjuntai tidak mengalami kelelahan dan terjadi *crack*.

2.2.15. Kelelahan

Kelelahan adalah kerusakan material yang diakibatkan oleh adanya tegangan yang berfluktuasi yang besarnya lebih kecil dari tegangan tarik maksimum (*ultimate tensile strength*) maupun tegangan luluh (*yield*) material yang diberikan beban konstan. Terdapat tiga fase dalam perpatahan fatik yaitu :

a. Permulaan retak

Mekanisme kelelahan dimulai dari *crack initiation* yang terjadi pada permukaan lemah suatu material atau daerah dimana terjadi konsentrasi tegangan pada permukaan (seperti goresan, notch, lubang-pits dll) akibat pembebanan berulang.

b. Penyebaran retak

Selanjutnya retak mula-mula akan berkembang menjadi *microcracks*. Perambatan *microcracks* ini kemudian membentuk *macrocracks* yang akan berujung pada *failure*.

c. Patah

Patah terjadi ketika material telah mengalami siklus tegangan dan regangan yang menghasilkan kerusakan permanen.

Pada saat proses instalasi terhambat dan *barge* dalam kondisi diam, kelelahan merupakan suatu hal yang perlu diperhitungkan. Kelelahan pada pipa disebabkan oleh beban siklik akibat gelombang yang mengenai pipa secara terus menerus, oleh karena itu perlu diperhitungkan *barge standby time* supaya tidak terjadi kelelahan pada pipa.

Pada **Tabel 2.2** Berdasarkan DNV-OS-F101 Section 5 D810 Table 5-9 didapatkan nilai faktor kelelahan yang diizinkan sebagai berikut :

Tabel 2.2 Faktor Kelelahan Pipa yang Diizinkan

Allowable damage ratio for fatigue			
Safety Class	Low	Medium	High
a_{fat}	1/3	1/5	1/10

Sedangkan untuk menghitung peluang kelelahan menurut DNV-OS-F101 Section 5 D809 dapat menggunakan persamaan berikut :

$$D = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} \quad (2.19)$$

Dengan,

D = Accumulated fatigue damage

k = Number of stress block

n_i = Number of stress cycles in block (i)

N_i = Number of cycles to failure ($\Delta\sigma_i$)

2.2.16. Kurva S-N

Kurva S-N adalah kurva yang digunakan dalam perhitungan kelelahan suatu struktur, pada kurva S-N terdapat dua parameter yaitu *stress range* dan jumlah siklus. Kurva S-N diperoleh dengan pengetesan suatu spesimen baja dengan memberikan beban berulang sampai spesimen mengalami kegagalan. Persamaan dasar untuk kurva S-N adalah sebagai berikut :

$$\log N = \log a - m \log \Delta\sigma \quad (2.20)$$

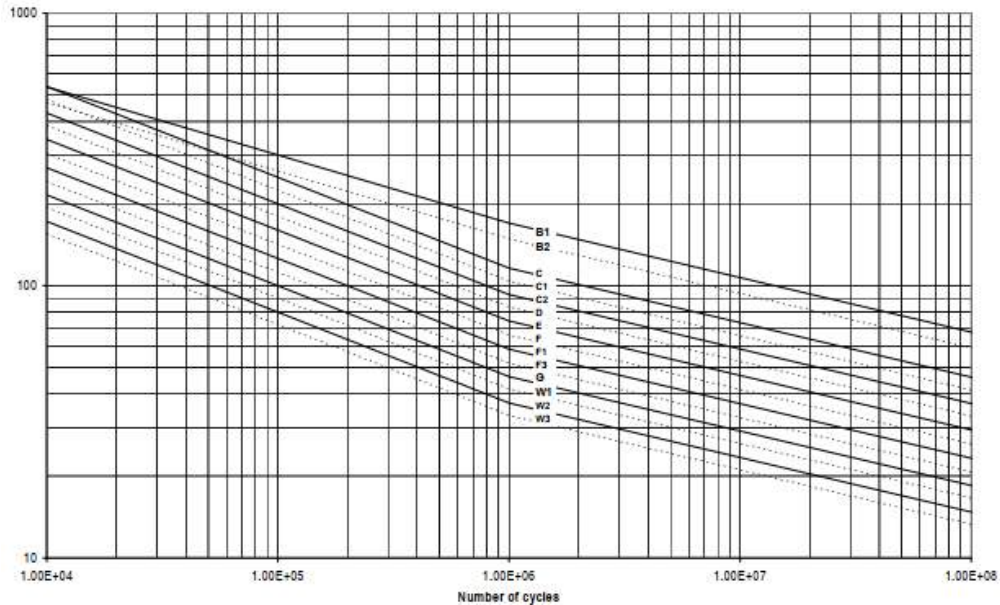
Dengan,

$\Delta\sigma$ = Stress range

N = Cycles to failure

$\log a$ = Intercept of $\log N$

m = Slope of the S-N Curve



Gambar 2.13. Kurva S-N (DNV-RP-C203)

Tabel 2.3 Kurva S-N (DNV-RP-C203)

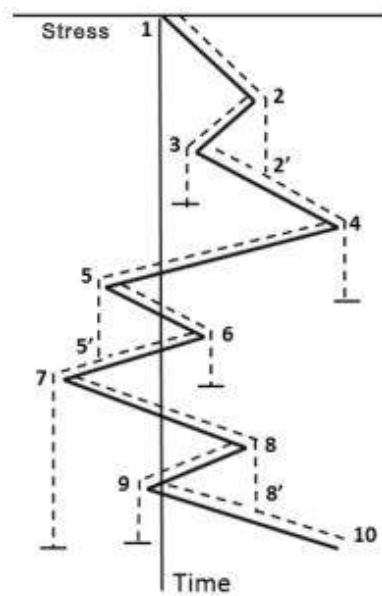
S-N curve	$N \leq 10^6$ cycles		$N > 10^6$ cycles	Fatigue limit at 10^7 cycles (MPa) *)	Thickness exponent k	Structural stress concentration embedded in the detail (S-N class), see also equation (2.3.2)
	m_1	$\log \bar{a}_1$	$\log \bar{a}_2$ $m_2 = 5.0$			
B1	4.0	14.917	17.146	106.97	0	
B2	4.0	14.685	16.856	93.59	0	
C	3.0	12.192	16.320	73.10	0.05	
C1	3.0	12.049	16.081	65.50	0.10	
C2	3.0	11.901	15.835	58.48	0.15	
D	3.0	11.764	15.606	52.63	0.20	1.00
E	3.0	11.610	15.350	46.78	0.20	1.13
F	3.0	11.455	15.091	41.52	0.25	1.27
F1	3.0	11.299	14.832	36.84	0.25	1.43
F3	3.0	11.146	14.576	32.75	0.25	1.61
G	3.0	10.998	14.330	29.24	0.25	1.80
W1	3.0	10.861	14.101	26.32	0.25	2.00
W2	3.0	10.707	13.845	23.39	0.25	2.25
W3	3.0	10.570	13.617	21.05	0.25	2.50

*) see also [2.11]

Gambar 2.13 menunjukkan Kurva S-N berdasarkan DNV-RP-C203 kurva S-N dibagi menjadi beberapa kelas berdasarkan jenis pengelasan pada sambungannya. Pada penelitian ini digunakan kurva S-N untuk *weld root* yaitu tipe F1. **Tabel 2.3** menunjukkan 15 tipe pada kurva S-N. Penggolongan ini dibuat berdasarkan susunan detail geometri, arah fluktuasi tegangan, dan metode fabrikasi. Pada DNV-RP-C203 terdapat dua jenis Tabel Kurva S-N yaitu Tabel Kurva S-N untuk struktur yang berada di udara dan yang berada di lingkungan air laut.

2.2.17. Metode Rainflow Counting

Metode *rainflow counting* merupakan metode yang digunakan untuk menghitung siklus rentang tegangan. Data rentang tegangan dan siklusnya selanjutnya dapat digunakan untuk menentukan umur kelelahan suatu struktur. Metode ini diibaratkan seperti air yang turun dari suatu atap pagoda dan jatuh ke atap pagoda lain dibawahnya. Metode *rainflow counting* dimulai dari lembah ke puncak dan bila lembah di *stress range* berikutnya lebih tinggi maka siklus akan berhenti, jika lebih rendah maka siklus akan berlanjut. Begitu jugadari puncak ke lembah, jika puncak di *stress range* berikutnya lebih tinggi maka siklus akan berhenti, jika lebih rendah maka siklus akan berlanjut. Metode *rainflow counting* ditunjukkan pada **Gambar 2.15**.



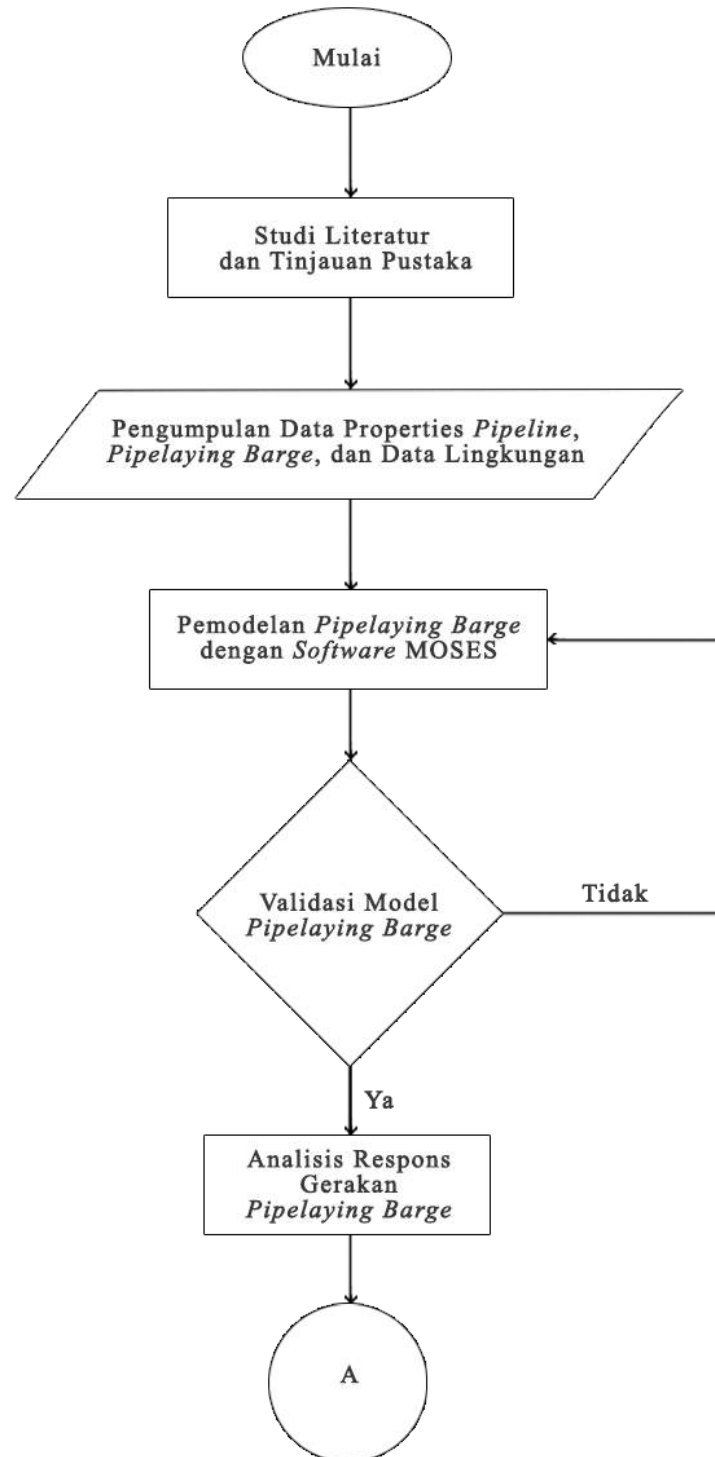
Gambar 2.14 Metode Rainflow Counting (Alencar, 2016)

BAB III

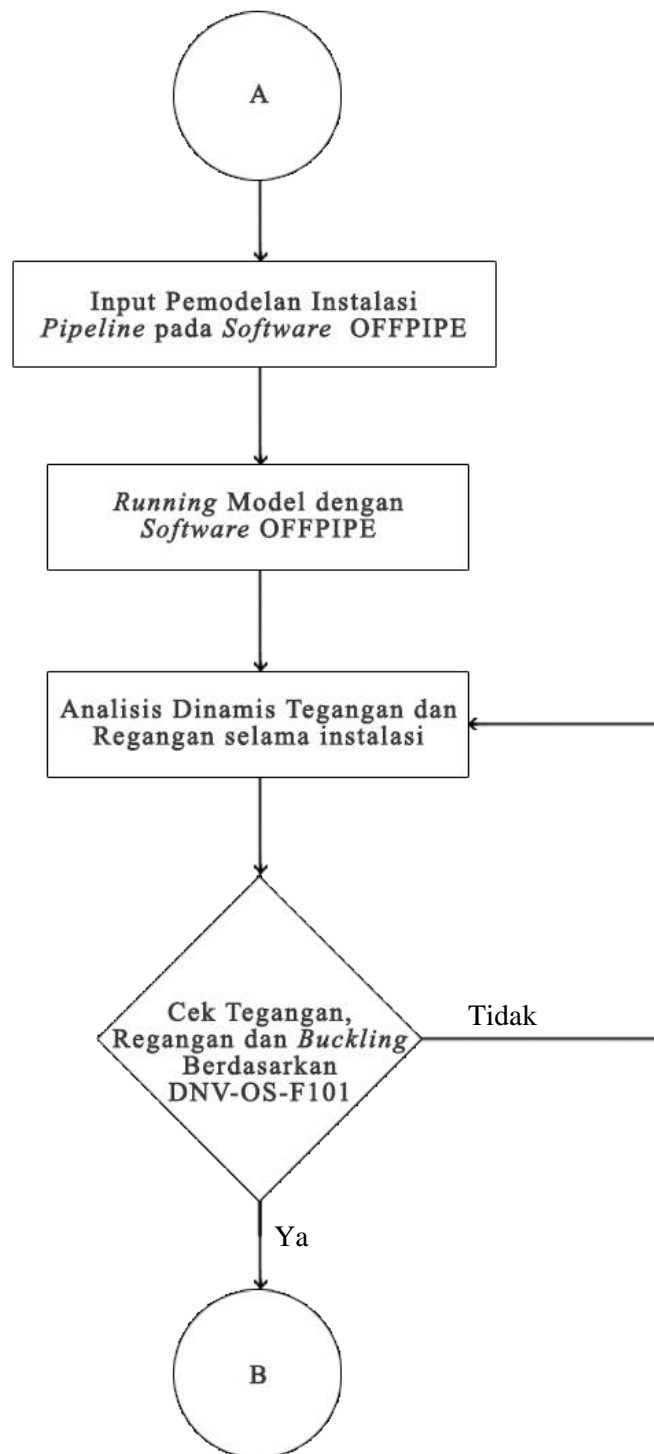
METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Diagram Alir

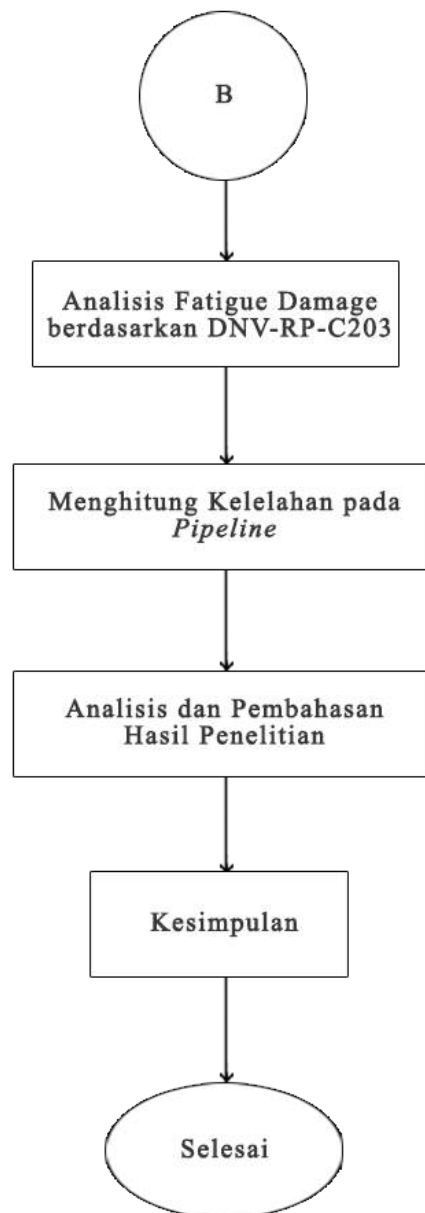
Gambar 3.1 sampai **Gambar 3.3** merupakan Diagram Alir pengerjaan pada Tugas Akhir ini



Gambar 3.1 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir



Gambar 3.2 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (lanjutan)



Gambar 3.3 Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (lanjutan)

3.2. Penjelasan Diagram Alir

1. Studi Literatur dan Tinjauan Pustaka
Pada tahap ini dilakukan pengumpulan buku, jurnal, prosiding serta *standard* yang berhubungan dengan analisis kelelahan pada *pipeline* saat instalasi.
2. Pengumpulan Data Properti *Pipeline*, *Pipelaying Barge* dan Data Lingkungan
Data yang digunakan disini adalah data proyek milik Pertamina ONWJ di SP Field New Project.
3. Pemodelan *Pipelaying Barge* dengan *software* MOSES
Pemodelan *pipelaying barge* dengan menggunakan *software* MOSES menggunakan data-data yang telah tersedia dan berdasarkan *General Arrangement*-nya.
4. Validasi Model *Pipelaying Barge*
Validasi model dilakukan agar model yang akan digunakan untuk analisis valid atau hampir mendekati struktur *pipelaying barge* yang asli. Validasi ini didasarkan pada kriteria validasi pada IACS (*International Association of Classification Societies*).
5. Analisis Respons Gerakan *Pipelaying Barge*
Analisis respons gerakan pada penelitian ini dilakukan pada model *pipelaying barge* Armadak KP 1.
6. Input Pemodelan Instalasi Pipeline pada *Software* OFFPIPE
Memasukkan data-data yang telah didapatkan pada *software* OFFPIPE seperti data *pipeline*, *barge*, *roller* dan *stinger*.
7. Running Model dengan *Software* OFFPIPE
Dalam analisis menggunakan OFFPIPE dilakukan analisis instalasi kondisi dinamis untuk mendapatkan variasi nilai tegangan dan regangan pada *pipeline* dengan variasi *radius curvature of stinger* dan kedalaman laut.
8. Analisis Dinamis Tegangan, Regangan, dan *Buckling* Berdasarkan DNV-OS-F101
Setelah dilakukan simulasi, selanjutnya diperiksa apakah tegangan, regangan dan *buckling* yang terjadi pada *pipeline* saat instalasi memenuhi kriteria yang telah ditentukan oleh DNV-OS-F101 atau tidak. Jika nilai tegangan, regangan dan

buckling memenuhi ketentuan maka selanjutnya dilakukan perhitungan *fatigue damage*.

9. Analisis *Fatigue Damage* berdasarkan DNV-RP-C203

Analisis dilakukan dengan menggunakan *software* OFFPIPE, hasil *running software* OFFPIPE menghasilkan nilai *fatigue damage* di setiap *nodenya* untuk selanjutnya dilakukan analisis kelelahan.

10. Menghitung Kelelahan pada *Pipeline*

Pada tahap ini dilakukan analisis untuk mengetahui nilai kelelahan di setiap *node* atau *field joint* sepanjang *pipeline* dan dicari titik yang paling kritis dengan nilai umur kelelahan paling pendek

11. Analisis dan Pembahasan Hasil Penelitian

Pada tahap ini akan dilampirkan dan dibahas semua hasil analisis mulai dari analisis tegangan, regangan, dan *buckling* pada *pipeline* saat instalasi sampai dengan analisis kelelahan.

12. Kesimpulan

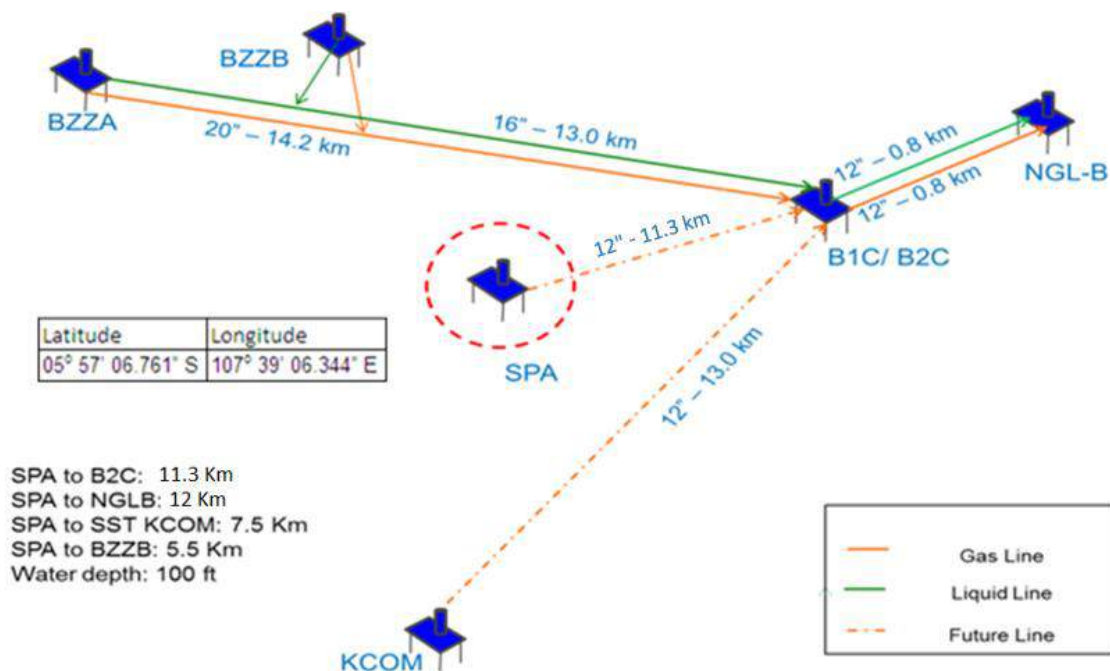
Setelah melakukan berbagai tahapan analisis, pada akhir penelitian ini dapat disusun sebuah kesimpulan serta saran yang dapat bermanfaat untuk penelitian yang akan dilakukan dimasa yang akan datang.

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1. Pengumpulan Data

Pada penelitian ini data yang digunakan adalah data proyek instalasi pipa bawah laut milik Pertamina PHE ONWJ. Proyek ini berlokasi di SP New Field yang merupakan lapangan yang memproduksi gas. Gas yang diproduksi dari lapangan ini akan digunakan untuk membantu Pertamina PHE ONWJ memenuhi kebutuhan gas masyarakat di pulau jawa. Pipa bawah laut akan digelar dari *platform* baru yaitu SP *Platform* ke *existing platform* yaitu B2C *Platform* yang ditunjukkan pada **Gambar 4.1**. SPA *platform* berada di 11.3 Km barat daya dari B2C *platform*, di 12 Km NGLB *platform*, 7.5 Km di utara KCOM *platform* dan 5.5 Km tenggara dari BZZB *platform* SPA *Platform* merupakan *Unmanned Platform* yang berfungsi sebagai *Wellhead Platform*. SPA *Platform* berada di Latitude : 05° 57' 06.761" S and Longitude : 107° 39' 06.344" E. SPA *Platform* akan memproduksi gas dengan *initial production* sebesar 30 MMSCFD, gas tersebut akan langsung disalurkan ke B2C *Platform* menggunakan 12" *subsea pipeline*.



Gambar 4.1 Lokasi SPA Platform

4.1.1. Data Properties Pipeline

Tabel 4.1 merupakan data *pipeline*. **Tabel 4.2** merupakan data *pipeline coating*. Dan **Tabel 4.3** merupakan data *field joint coating* yang digunakan pada penelitian ini.

Tabel 4.1 Data Properties Pipeline

Parameter	Units	Value
Outside Diameter	in	12.75
Pipe Wall Thickness	in	0.5
Material	-	API 5L Grade X65
SMYS	MPa	450.0 (65.30 ksi)
SMTS	MPa	535.0 (77.60 ksi)
Young Modulus	Mpa	2.07×10^5 (30022.9 ksi)
Poisson Ratio	-	0.3
Density	kg/m ³	7850
Coefficient of Thermal Expansion	/°C	1.17×10^{-5}
Thermal Conductivity	W/m.K	45.0

Tabel 4.2 Data Properties Lapisan Coating

Parameter		Units	Value
Corrosion Coating	Coating Material	-	Asphalt Enamel (AE)
	Thickness	mm (μm)	4.0 (4000)
	Density	kg/m ³	1281.5
	Cut Back Length	mm	150
Concrete Weight Coating	Thickness	mm	30
	Density	kg/m ³	3044
	Cut Back Length	mm	300 ± 10

Tabel 4.3 Data Properties Field Joint Coating

Parameters	Units	Value
Generic Type	Heat-Shrink Sleeve with HDPU foam Infill	
Dry Density	kg/m ³	160

4.1.2. Data Properties Pipe Laying Barge

Tabel 4.4 merupakan data *pipe laying barge*. Dan **Tabel 4.5** merupakan data *roller* pada *barge* yang digunakan pada penelitian ini.

Tabel 4.4 Data Properties Pipe Laying Barge

Description	Value	Unit
Length Overall	m	139.00
Breadth Moulded	m	30.20
Depth Moulded	m	9.10
Operating Draft	m	4.50
Minimum Draft	m	3.60
Trim	deg	0.00
Number of Tensioners	Nos.	2
Capacity of Tensioner	T	2 x 68
Max A & R Winch Capacity	T	136
Diameter of A & R Wire	mm	63.5
Total Ramp Station	Nos	10
Total Davits Lift	Nos	6
Stinger Section	Section	2
Stinger length	37 m ballasting Stinger	

Tabel 4.5 Data Konfigurasi Roller pada Barge

Roller ID	Description	Distance from PLB Stern (m)	Height from Main Deck (m)
SS#1	Fitting Roller No. 01	127.264	5.297
SS#2	Fitting Roller No. 02	124.908	5.150
L/U	Hourglass Roller	120.508	4.873
R#1	Bed Roller No. 01	113.513	4.435
R#2	Bed Roller No. 02	111.163	4.287
R#3	Bed Roller No. 03	100.137	3.595
R#4	Bed Roller No. 04	88.153	2.843
R#5	Bed Roller No. 05	76.213	2.094
R#6	Bed Roller No. 06	64.415	1.354
TM#1	Tensioner No. 01	51.232	0.527
TM#2	Tensioner No. 02	38.756	-0.173
R#7	Track Roller No. 7	27.102	-1.170

Roller ID	Description	Distance from PLB Stern (m)	Height from Main Deck (m)
R#8	Track Roller No. 8	15.628	-1.940
R#9	Track Roller No. 9	4.195	-2.939
R#10	Track Roller No. 10	0.913	-3.220

4.1.3. Data Properties Stinger

Tabel 4.6 merupakan data *stinger* pada *barge*. **Tabel 4.7** merupakan data *compartment stinger*. Dan **Tabel 4.8** merupakan data *roller* pada *stinger* yang digunakan pada penelitian.

Tabel 4.6 Data Properties Stinger

Description	Stinger Parameters
Stinger Type	Articulated Floating Stinger
No. of Stinger Sections	2
No. of Rollers on Stinger	5
Total Stinger Length	±40m

Tabel 4.7 Data Compartment Stinger

Sections	Compartments	Dry Weight (KN)	Displacement (KN)	Ballast Capacity (KN)
Hitch Section	1	29.06	28.29	0.00
	2	14.78	18.33	0.00
	3	12.68	16.14	12.25
	4	10.61	15.32	11.88
Sled Section	1	19.70	21.19	0.00
	2	33.31	41.30	31.75
	3	19.57	31.52	13.49

Tabel 4.8 Data Konfigurasi Roller pada Stinger

Roller ID	Description	Horizontal Distance from Stinger Hitch (m)*	Roller Height (m)**
S#1	Stinger Roller No.1	6.858	1.640
S#2	Stinger Roller No.2	13.995	1.840

Roller ID	Description	Horizontal Distance from Stinger Hitch (m)*	Roller Height (m)**
S#3	Stinger Roller No.3	23.139	1.840
S#4	Stinger Roller No.4	32.283	1.840
S#5	Stinger Roller No.5	37.033	0.762

4.1.4. Data Properties Mooring dan Anchor

Tabel 4.9 merupakan data *mooring* dan *anchor* yang digunakan pada penelitian.

Tabel 4.9 Data Properties Mooring dan Anchor

Desription	Parameter
Anchor System	10 x 9 T / 10 T Flipper Delta Anchor
Anchor Wire	(1524 m) of 2.25" dia. (57.15 mm) wire
Anchor Winches	10 x Skagit AED 285 with 136 MT

4.1.5. Data Lingkungan

Tabel 4.10 merupakan data lingkungan yang digunakan pada penelitian.

Tabel 4.10 Data Lingkungan

Description	Unit	Value
		1 Yr Return Period
Wind Characteristic	-	-
60-Minute Mean (U_{60})	m/s	9.9
1-Minute Mean (U_1)	m/s	12.3
3-Second gust (U_{gust})	m/s	14.9
Wave Characteristic	-	-
Significant Wave Height (H_s)	m	1.8
Significant wave period (T_s)	s	6.3
Significant wave length (L_s)	m	61.8
Maximum Individual Wave Height (H_{max})	m	3.2
Maximum Individual Wave Period (T_{max})	s	6.6
Maximum individual wave length (L_{max})	m	68.5
Wave Steepness	-	-

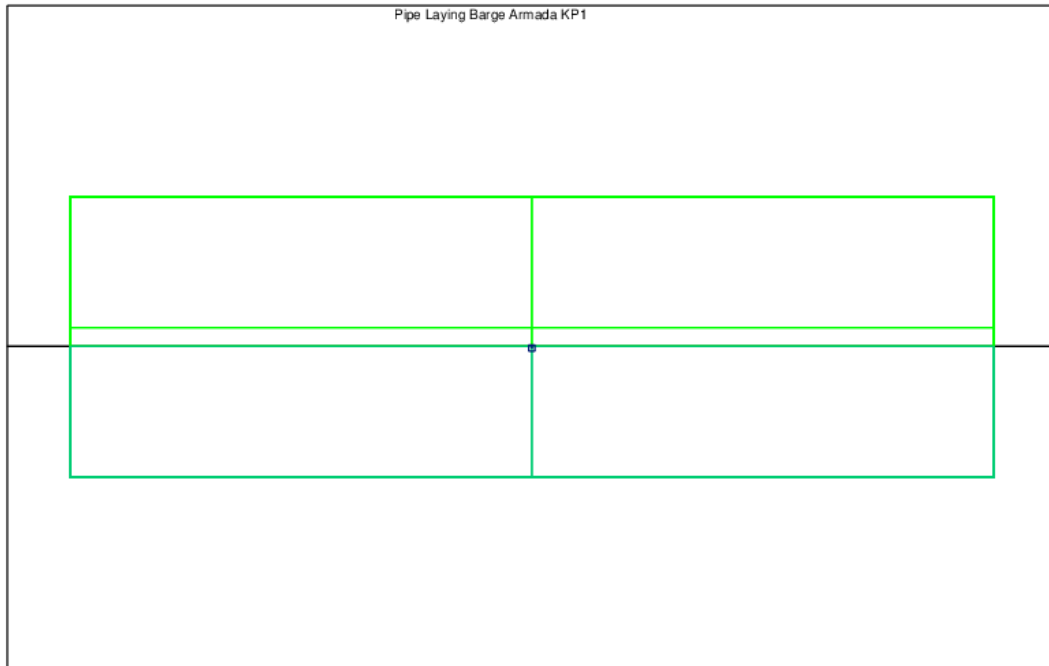
Description	Unit	Value
		1 Yr Return Period
Significant wave steepness $(H/L)_s$	-	0.029
Maximum individual wave steepness $(H/L)_{\max}$	-	0.047
Water Level	-	-
Astronomical tide: highest (above MSL) (HHWL)	m	0.53
lowest (below MSL) (LLWL)	m	0.61
Storm surge (above MSL)	m	0.02
at 0% of depth	m/s	0.72
10% of depth	m/s	0.62
20% of depth	m/s	0.54
30% of depth	m/s	0.48
40% of depth	m/s	0.44
50% of depth	m/s	0.41
60% of depth	m/s	0.39
70% of depth	m/s	0.37
80% of depth	m/s	0.36
90% of depth	m/s	0.35
100% of depth	m/s	0.34

4.2. Pemodelan Pipe Laying Barge

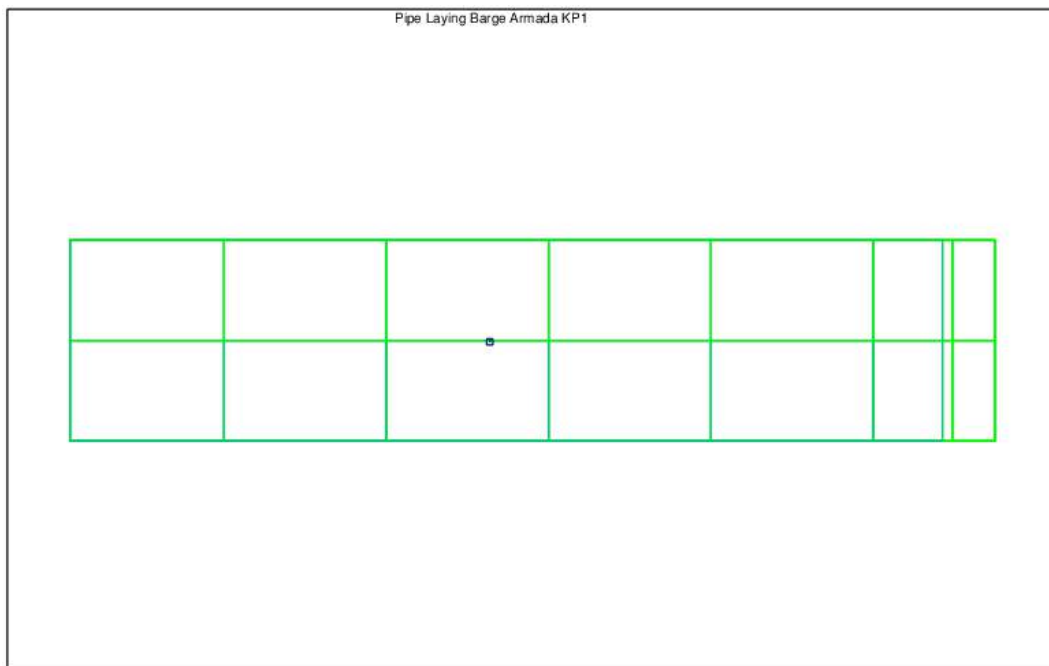
Untuk melakukan analisis instalasi pipa bawah laut diperlukan pemodelan *pipe laying barge* terlebih dahulu. Pemodelan ini dilakukan untuk mengetahui respons gerakan dari *pipe laying barge* saat berada di lokasi instalasi. Respons gerakan ini akan menunjukkan nilai-nilai gerakan *barge* pada 6 arah derajat kebebasan, frekuensi gelombang akan mempengaruhi gerakan *barge* dan nilainya bergantung pada frekuensi natural dari *barge*.

4.2.1. Pemodelan Struktur Pipe Laying Barge

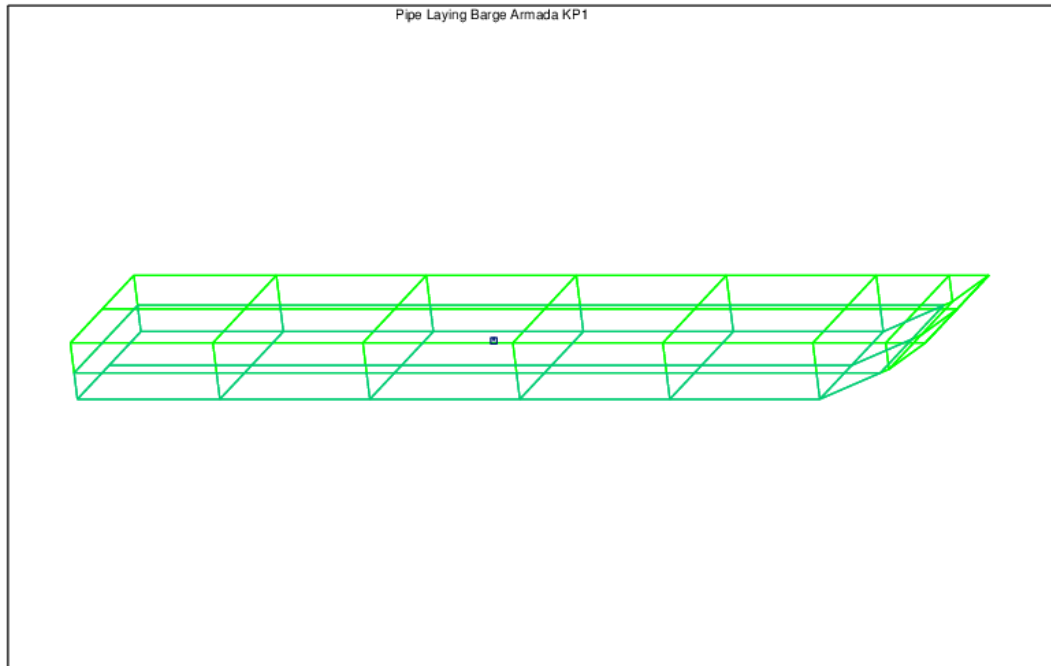
Pemodelan *pipe laying barge* dilakukan dengan menggunakan *software* MOSES. Setelah itu dilakukan analisis RAO untuk mendapatkan angka faktor pengali untuk mendapatkan nilai respons gerakan *pipe laying barge*. Hasil pemodelan ditunjukkan pada **Gambar 4.2** sampai **Gambar 4.10**.



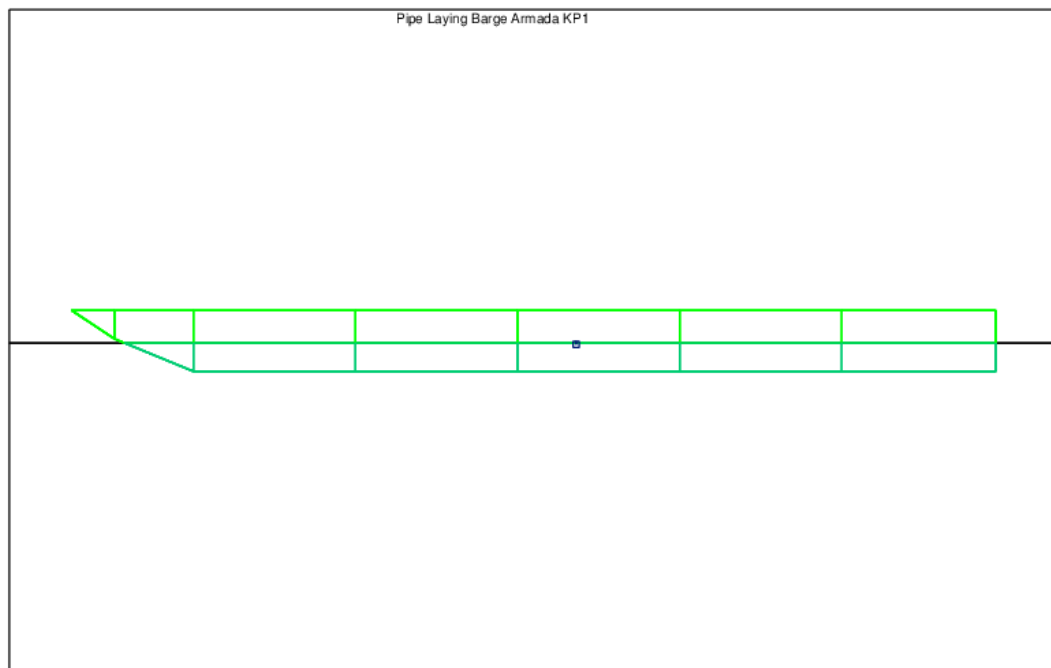
Gambar 4.2 Model Pipe Laying Barge Tampak Bow



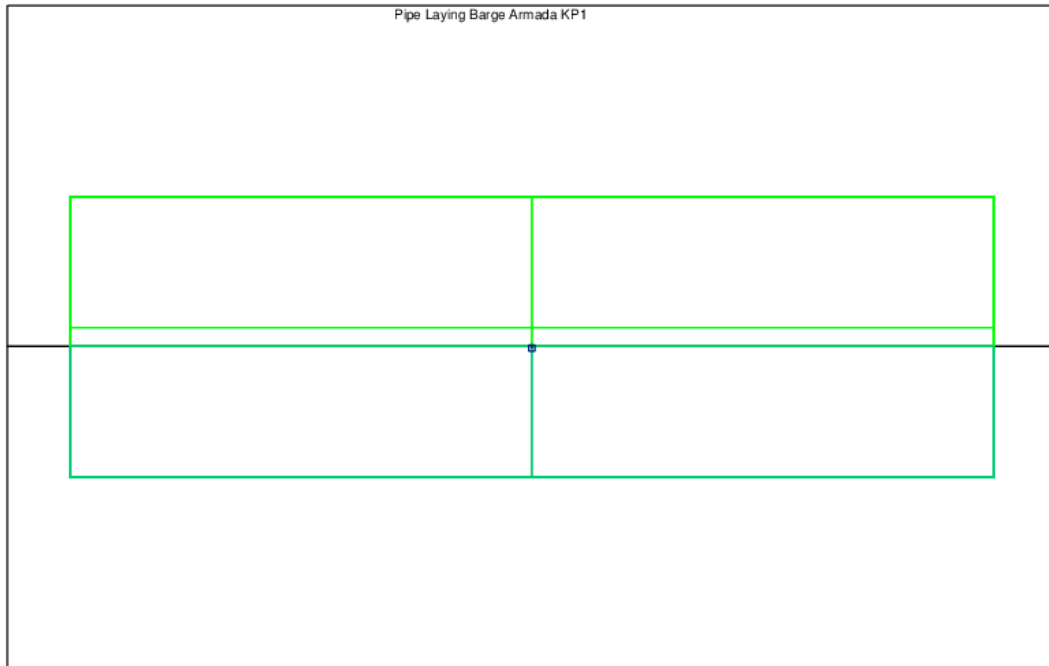
Gambar 4.3 Model Pipe Laying Barge Tampak Bawah



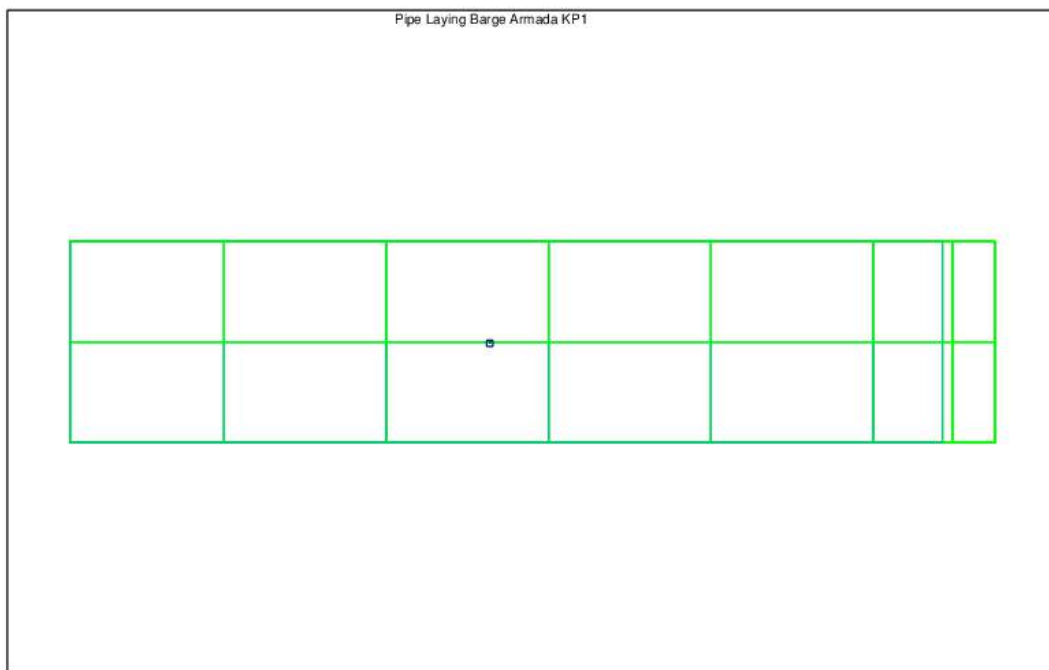
Gambar 4.4 Model Pipe Laying Barge Tampak Isometri



Gambar 4.5 Model Pipe Laying Barge Tampak Port

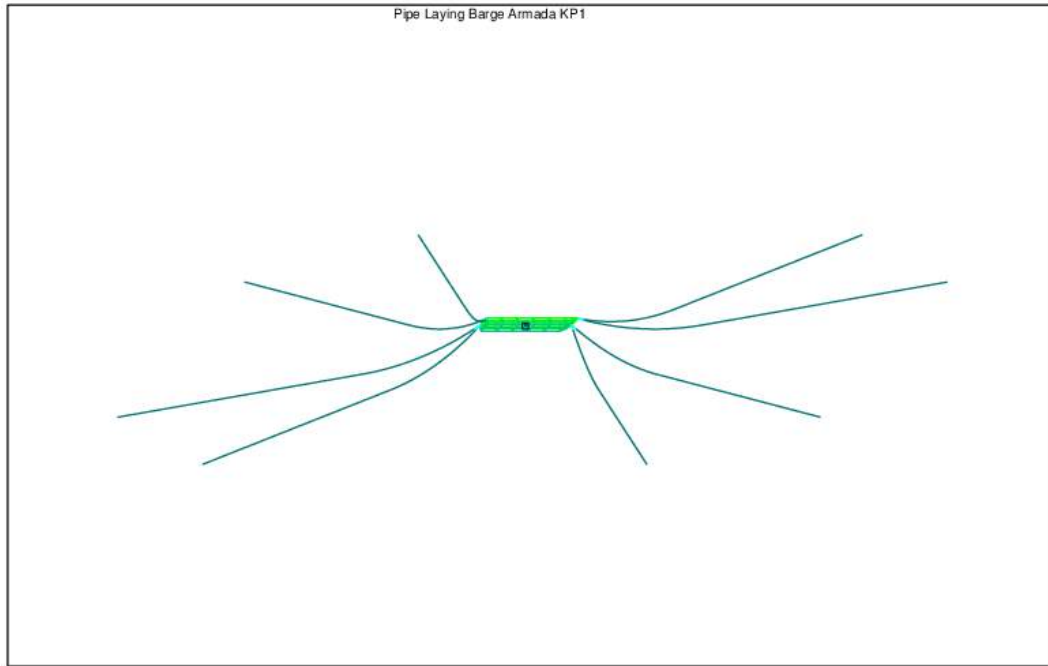


Gambar 4.6 Model Pipe Laying Barge Tampak Stern

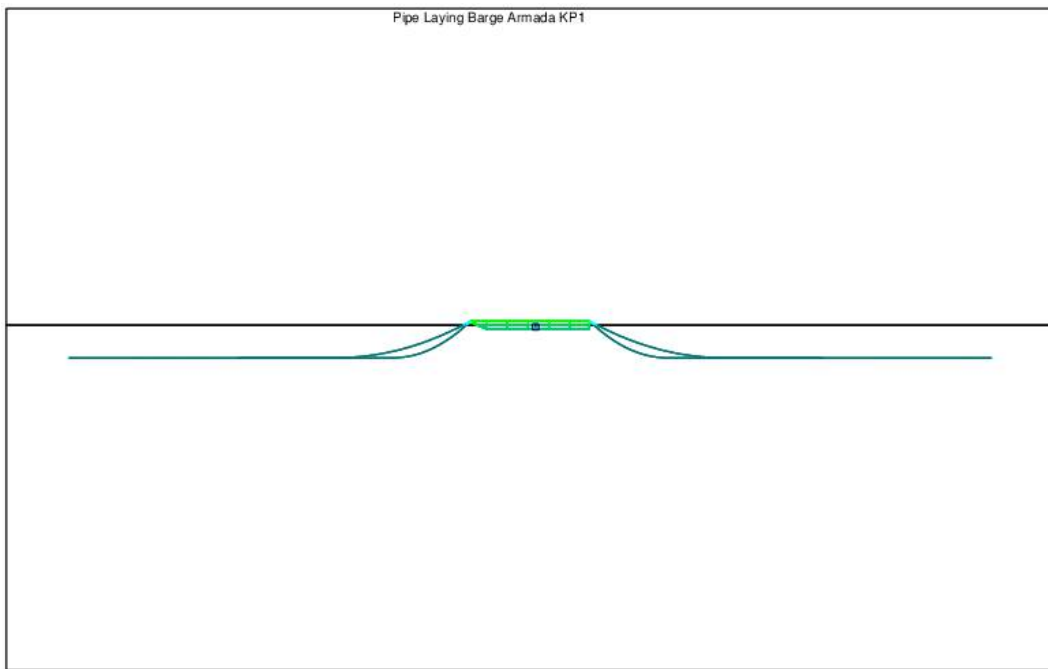


Gambar 4.7 Model Pipe Laying Barge Tampak Atas

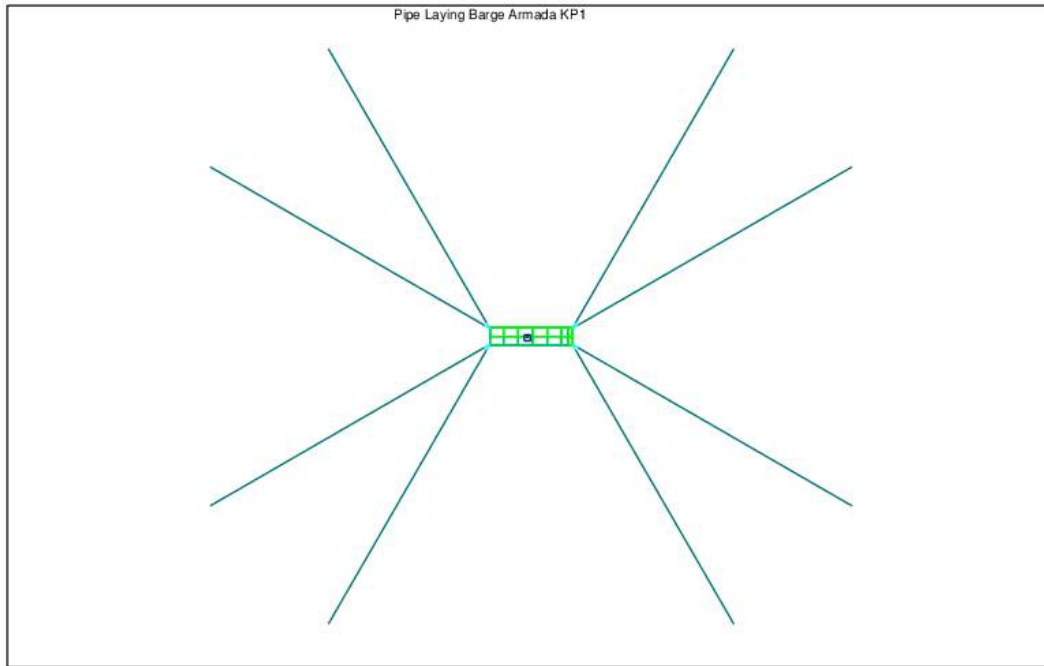
Selain itu, pada penelitian ini juga dilakukan pemodelan *mooring system*. Pada saat instalasi pipa bawah laut sistem *mooring* sangat penting supaya gerakan *pipe laying barge* dapat diredam dan membuat instalasi pipa bawah laut tetap pada jalur yang telah direncanakan. Pemodelan *mooring* juga dilakukan menggunakan *software* MOSES untuk selanjutnya dilakukan analisis respons gerakan struktur.



Gambar 4.8 Model Mooring Tampak Isometri



Gambar 4.9 Model Mooring Tampak Port



Gambar 4.10 Model Mooring Tampak Atas

4.2.2. Validasi Model Pipe Laying Barge

Sebelum dilakukan analisis respons gerakan, maka hasil pemodelan yang telah dilakukan sebelumnya harus divalidasi terlebih dahulu. Validasi dilakukan dengan cara membandingkan nilai parameter hidrostatis hasil *modeling* dengan *stability booklet pipe laying barge* Armada KP1. Validasi dilakukan pada *draft* 4.25 m dan nilai – nilai yang divalidasi adalah LOA, Breadth, Depth, Draft, Displacement, LCB, VCB, LCF, KMT, dan KML. Kriteria validasi didasarkan pada IACS (International Association of Classification Societies). Berdasarkan aturan yang terdapat pada IACS toleransi untuk parameter displasmen kapal maksimum sebesar 2% sedangkan untuk parameter lainnya toleransi maksimum sebesar 1%. Hasil validasi ditunjukkan pada **Tabel 4.11**.

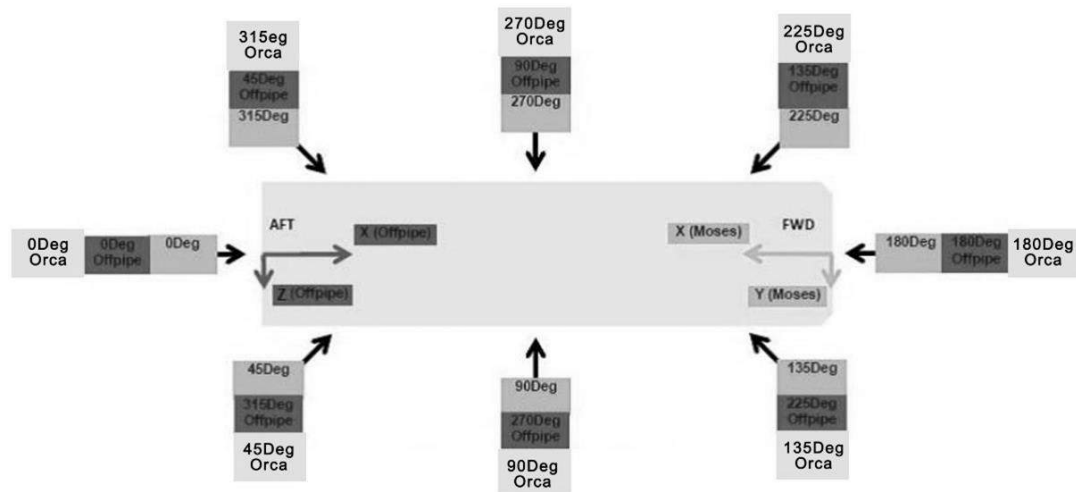
Tabel 4.11 Validasi Model Pipe Laying Barge

Validasi	Data	Model	Error (%)	Status
LOA (ft)	456	456	0.00	OK! (<1%)
Breadth (ft)	99	99	0.00	OK! (<1%)
Depth (ft)	30	30	0.00	OK! (<1%)
Draft (ft)	14	14	0.00	OK! (<1%)
Displacement (ton)	16491.39	16536	0.27	OK! (<2%)
LCB (ft)	206.72	206.71	0.01	OK! (<1%)
VCB (ft)	7.020	7.066	0.65	OK! (<1%)
LCF (ft)	214.63	214.98	0.16	OK! (<1%)
KMT (ft)	67.421	68.087	0.98	OK! (<1%)

Validasi	Data	Model	Error (%)	Status
KML (ft)	1155.61	1158.07	0.21	OK! (<1%)

4.3. Analisis Respons Gerakan Pipe Laying Barge

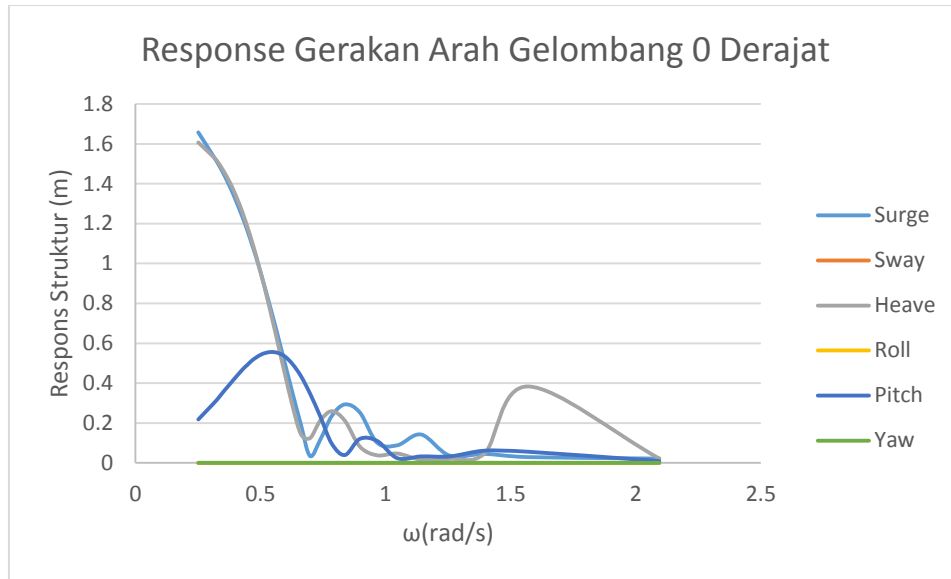
Setelah model *barge* divalidasi dan memenuhi nilai kriteria yang telah ditentukan oleh IACS (International Association of Classification Societies) maka analisis respons gerakan struktur dapat dilakukan. Pada tahap ini analisis dilakukan dengan menggunakan *software* MOSES dimana model telah terlebih dahulu ditambahkan pemodelan *mooring lines*. Pada *software* MOSES arah pembebanan gelombang adalah ditunjukkan pada **Gambar 4.11**.



Gambar 4.11 Arah Pembebanan Gelombang pada MOSES

Untuk menghitung respons gerakan struktur maka perlu menghitung RAO terlebih dahulu. RAO memiliki fungsi sebagai faktor pengali antara amplitudo gelombang dengan amplitudo struktur. Untuk menghitung RAO dengan menggunakan *software* MOSES diperlukan data *displacement*, radius girasi *roll*, *pitch*, dan *yaw* dimana nilainya masing-masing adalah 36652 kips, 39.6 m, 114 m, dan 114 m. Nilai-nilai tersebut didapatkan dari MOSES *Hull Modeler* dan MOSES *Motion*. Pada penelitian ini dilakukan analisis RAO dengan meninjau 6 derajat kebebasan (*surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, *yaw*) dan dengan 5 arah pembebanan gelombang yaitu 0°, 45°, 90°, 13°, dan 180°. Hasil analisis respons gerakan struktur ditunjukkan pada **Gambar 4.12** sampai **Gambar 4.16**

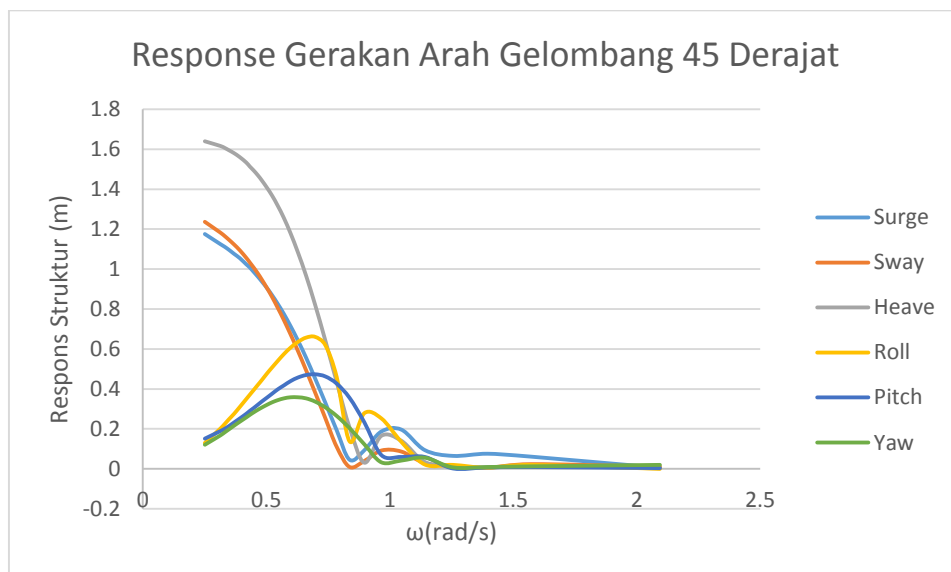
4.3.1. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 0°



Gambar 4.12 Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 0°

Pada arah pembebanan 0° gelombang datang dari bagian *barge stern* sehingga menghasilkan nilai respons gerakan struktur ke arah *surge*, *heave*, dan *pitch* yang bervariasi. Nilai respons gerakan struktur ke arah *surge* maksimum adalah 1.657 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *heave* maksimum 1.607 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *pitch* maksimum 0.5562 m pada frekuensi 0.5464 rad/s.

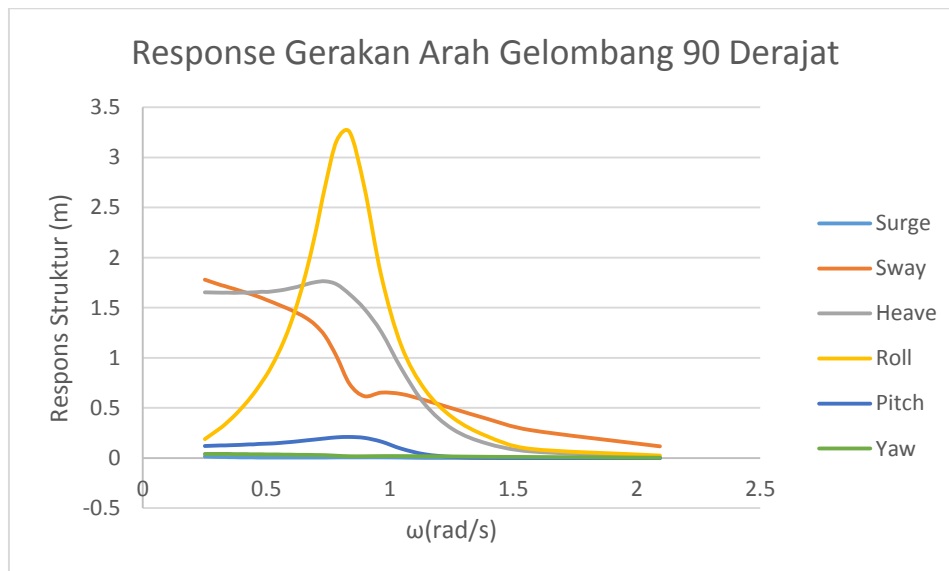
4.3.2. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 45°



Gambar 4.13 Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 45°

Pada arah pembebanan 45° menghasilkan nilai respons gerakan struktur ke arah *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, *yaw* yang bervariasi. Nilai respons gerakan struktur ke arah *surge* maksimum adalah 1.17 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *sway* maksimum 1.23 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *heave* maksimum 1.64 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai respons gerakan struktur ke arah *roll* maksimum adalah 0.66 m pada frekuensi 0.6981 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *pitch* maksimum 0.4734 m pada frekuensi 0.6981 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *yaw* maksimum 0.3582 m pada frekuensi 0.5984 rad/s.

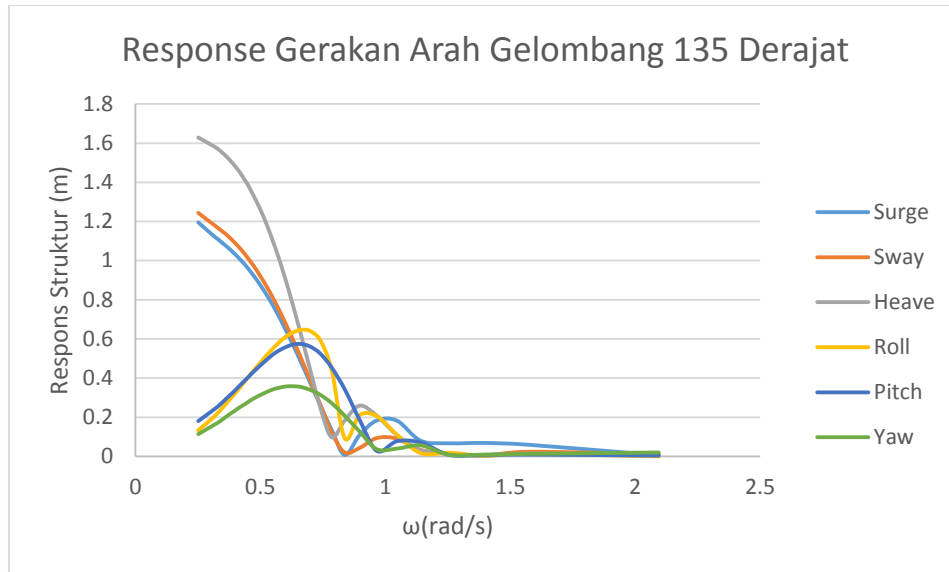
4.3.3. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 90°



Gambar 4.14 Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 90°

Pada arah pembebanan 90° gelombang datang dari bagian *barge starboard* sehingga menghasilkan nilai respons gerakan struktur ke arah *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, *yaw* yang bervariasi. Nilai respons gerakan struktur ke arah *surge* maksimum adalah 0.016 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *sway* maksimum 1.764 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *heave* maksimum 1.64 m pada frekuensi 0.7392 rad/s. Nilai respons gerakan struktur ke arah *roll* maksimum adalah 3.2526 m pada frekuensi 0.8378 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *pitch* maksimum 0.2106 m pada frekuensi 0.8378 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *yaw* maksimum 0.0414 m pada frekuensi 0.25 rad/s.

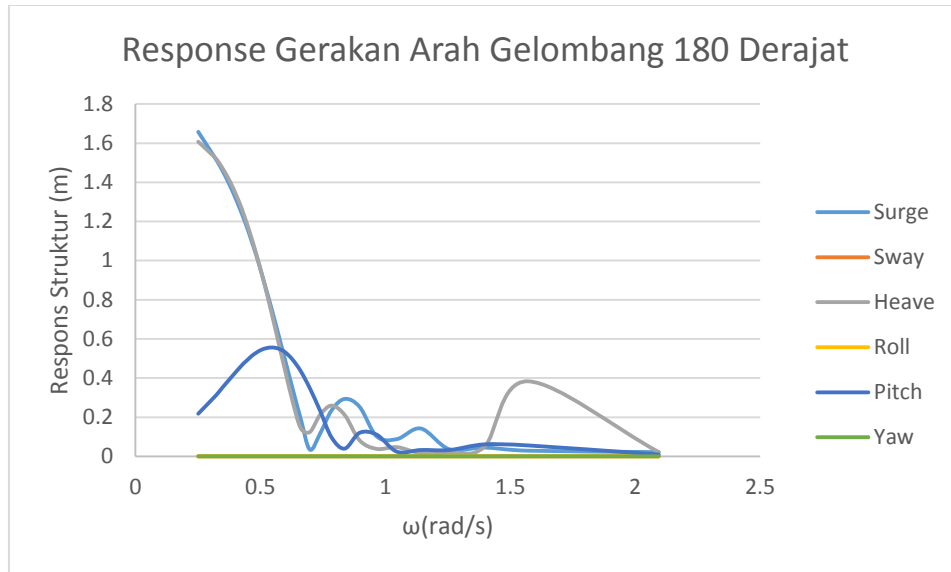
4.3.4. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 135°



Gambar 4.15 Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 135°

Pada arah pembebanan 135° menghasilkan nilai respons gerakan struktur ke arah *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, *yaw* yang bervariasi. Nilai respons gerakan struktur ke arah *surge* maksimum adalah 1.19 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *sway* maksimum 1.243 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *heave* maksimum 1.62 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai respons gerakan struktur ke arah *roll* maksimum adalah 0.6462 m pada frekuensi 0.6614 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *pitch* maksimum 0.5742 m pada frekuensi 0.6614 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *yaw* maksimum 0.3582 m pada frekuensi 0.6283 rad/s.

4.3.5. Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 180°



Gambar 4.16 Respons Gerakan Struktur Arah Gelombang 180°

Pada arah pembebanan 180° gelombang datang dari bagian *barge bow* sehingga menghasilkan nilai respons gerakan struktur ke arah *surge*, *heave*, dan *pitch* yang bervariasi. Nilai respons gerakan struktur ke arah *surge* maksimum adalah 1.657 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *heave* maksimum 1.607 m pada frekuensi 0.25 rad/s. Nilai nilai respons gerakan struktur ke arah *pitch* maksimum 0.5562 m pada frekuensi 0.5464 rad/s.

4.4. Analisis Tegangan saat Instalasi Pipeline pada Kondisi Dinamis

Berdasarkan DNV-OS-F101, nilai tegangan saat instalasi pipa bawah laut dalam kondisi dinamis tidak boleh melebihi 87% SMYS. Pada penelitian ini jenis material pipa yang digunakan adalah API 5L Grade X65 dengan nilai SMYS 450 MPa. Dengan *allowable percentage yield* sebesar 87% maka nilai tegangan maksimum yang boleh terjadi adalah 391.5 MPa di setiap *nodenya*. Analisis dilakukan dengan menggunakan variasi *radius curvature of stinger* dan kedalaman laut untuk mengetahui bagaimana pengaruhnya terhadap tegangan dan regangan yang terjadi pada *pipeline*. Hal ini dilakukan karena kedalaman perairan sangat bervariasi sehingga perlu dilakukan analisis disetiap kedalamannya. Analisis tegangan ini dilakukan dengan menggunakan *software* OFFPipe dimana metode yang digunakan merupakan metode S-Lay karena metode ini cocok digunakan untuk perairan yang dangkal sehingga dapat digunakan di Indonesia yang memiliki perairan yang dangkal. Pada analisis ini akan dilakukan analisis dengan variasi kedalaman laut yaitu 34 m, 38 m, dan 42 m. Hasil analisis tegangan ditunjukkan pada **Tabel 4.12** sampai **Tabel 4.14**.

Tabel 4.12 Analisis Tegangan pada Kedalaman 42 m

Radius Curvature of Stinger (m)	Arah Gelombang (°)	Overbend		Sagbend	
		Max Stress (MPa)	Percent Yield	Max Stress (MPa)	Percent Yield
150	0	297.42	66.09	125.13	27.81
	45	298.39	66.31	125.7	27.93
	90	300.93	66.87	125.61	27.91
	135	301.94	67.1	125.4	27.87
	180	300.57	66.79	125.28	27.84
160	0	321.95	71.54	125.36	27.86
	45	322.83	71.74	125.68	27.93
	90	325.33	72.3	125.6	27.91
	135	326.52	72.56	125.39	27.86
	180	325.13	72.25	125.28	27.84
170	0	349.02	77.56	125.36	27.86
	45	349.81	77.73	125.69	27.93
	90	352.13	78.25	125.57	27.91
	135	353.6	78.58	125.36	27.86
	180	352.34	78.3	125.28	27.84

Pada *radius curvature of stinger* 150 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 301.94 MPa dengan *percentage yield* sebesar 67.1%. Pada *radius curvature of*

stinger 160 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 326.52 MPa dengan *percentage yield* sebesar 72.56%. Pada *radius curvature of stinger* 170 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 353.6 MPa dengan *percentage yield* sebesar 78.58%.

Tabel 4.13 Analisis Tegangan pada Kedalaman 38 m

Radius Curvature of Stinger (m)	Arah Gelombang (°)	Overbend		Sagbend	
		Max Stress (MPa)	Percent Yield	Max Stress (MPa)	Percent Yield
150	0	294.58	65.46	124.64	27.7
	45	295.55	65.68	125.04	27.79
	90	298.01	66.22	124.88	27.75
	135	299.37	66.53	124.69	27.71
	180	297.92	66.21	124.56	27.68
160	0	318.97	70.88	124.66	27.7
	45	319.8	71.07	125.01	27.78
	90	322.24	71.61	124.87	27.75
	135	323.8	71.96	124.68	27.71
	180	322.46	71.66	124.57	27.68
170	0	345.95	76.88	124.66	27.7
	45	346.72	77.05	125.02	27.78
	90	349.07	77.57	124.86	27.75
	135	350.92	77.98	124.66	27.7
	180	349.71	77.71	124.57	27.68

Pada *radius curvature of stinger* 150 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 299.37 MPa dengan *percentage yield* sebesar 66.53%. Pada *radius curvature of stinger* 160 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 323.8 MPa dengan *percentage yield* sebesar 71.96 %. Pada *radius curvature of stinger* 170 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 350.92 MPa dengan *percentage yield* sebesar 77.98%.

Tabel 4.14 Analisis Tegangan pada Kedalaman 34 m

Radius Curvature of Stinger (m)	Arah Gelombang (°)	Overbend		Sagbend	
		Max Stress (MPa)	Percent Yield	Max Stress (MPa)	Percent Yield
150	0	291.74	64.83	123.94	27.54
	45	292.71	65.05	124.37	27.64
	90	295.07	65.57	124.16	27.59
	135	296.82	65.96	123.99	27.55
	180	295.43	65.65	123.82	27.52

Radius Curvature of Stinger (m)	Arah Gelombang (°)	Overbend		Sagbend	
		Max Stress (MPa)	Percent Yield	Max Stress (MPa)	Percent Yield
160	0	316.1	70.24	123.92	27.54
	45	316.98	70.44	124.34	27.63
	90	319.27	70.95	124.12	27.58
	135	321.22	71.38	123.96	27.55
	180	319.94	71.1	123.84	27.52
170	0	343.07	76.24	123.93	27.54
	45	343.9	76.42	124.3	27.62
	90	346.16	76.92	124.12	27.58
	135	348.17	77.37	123.95	27.54
	180	347.03	77.12	123.85	27.52

Pada *radius curvature of stinger* 150 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 296.82 MPa dengan *percentage yield* sebesar 65.96%. Pada *radius curvature of stinger* 160 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 321.22 MPa dengan *percentage yield* sebesar 71.38 %. Pada *radius curvature of stinger* 170 m nilai tegangan maksimum yang terjadi adalah 348.17 MPa dengan *percentage yield* sebesar 77.37%.

Dari hasil perhitungan didapatkan nilai tegangan dibawah 87% SMYS untuk setiap kedalaman dan variasi *radius curvature of stinger*. Nilai tegangan maksimum pada setiap kedalaman laut dan variasi *radius curvature of stinger* terjadi pada node 41 dan arah pembebanan gelombang 135° yaitu dari arah *starboard* bagian depan dari *barge*. Hal ini terjadi karena respons strukturnya lebih besar dan pengaruh dari bentuk *barge*. Semakin kecil sudut *stinger* maka nilai tegangan akan semakin besar dan semakin dalam perairan maka nilai tegangan semakin besar.

4.5. Analisis Regangan saat Instalasi Pipeline pada Kondisi Dinamis

Berdasarkan DNV-OS-F101, nilai regangan saat instalasi pipa bawah laut dalam kondisi dinamis tidak boleh melebihi 0.305%. Pada penelitian ini jenis material pipa yang digunakan adalah API 5L Grade X65. Analisis regangan ini dilakukan dengan menggunakan *software* OFFPipe. Hasil analisis regangan ditunjukkan pada **Tabel 4.15** sampai **Tabel 4.17**. Hasil analisis regangan pada *pipeline* adalah sebagai berikut.

Tabel 4.15 Analisis Regangan pada Kedalaman 42 m

Radius Curvature of Stinger (m)	Arah Gelombang (°)	Overbend		Sagbend	
		Max Total Strain (%)	Percent Allow	Max Total Strain (%)	Percent Allow
150	0	0.14	47.11	0.06	19.85
	45	0.14	47.26	0.06	19.91
	90	0.15	47.66	0.06	19.9
	135	0.15	47.82	0.06	19.86
	180	0.15	47.61	0.06	19.84
160	0	0.16	50.99	0.06	19.86
	45	0.16	51.13	0.06	19.91
	90	0.16	51.53	0.06	19.89
	135	0.16	51.72	0.06	19.86
	180	0.16	51.5	0.06	19.84
170	0	0.17	55.28	0.06	19.86
	45	0.17	55.41	0.06	19.91
	90	0.17	55.77	0.06	19.89
	135	0.17	56.01	0.06	19.86
	180	0.17	55.81	0.06	19.84

Pada *radius curvature of stinger* 150 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.15 dengan *percentage allowance* sebesar 47.82%. Pada *radius curvature of stinger* 160 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.16 dengan *percentage allowance* sebesar 51.72%. Pada *radius curvature of stinger* 170 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.17 dengan *percentage allowance* sebesar 56.01%.

Tabel 4.16 Analisis Regangan pada Kedalaman 38 m

Radius Curvature of Stinger (m)	Arah Gelombang (°)	Overbend		Sagbend	
		Max Total Strain (%)	Percent Allow	Max Total Strain (%)	Percent Allow
150	0	0.14	46.66	0.06	19.74
	45	0.14	46.81	0.06	19.81
	90	0.14	47.2	0.06	19.78
	135	0.14	47.42	0.06	19.75
	180	0.14	47.19	0.06	19.73
160	0	0.15	50.52	0.06	19.74
	45	0.15	50.65	0.06	19.8
	90	0.16	51.04	0.06	19.78
	135	0.16	51.29	0.06	19.75
	180	0.16	51.07	0.06	19.73

Radius Curvature of Stinger (m)	Arah Gelombang (°)	Overbend		Sagbend	
		Max Total Strain (%)	Percent Allow	Max Total Strain (%)	Percent Allow
170	0	0.17	54.79	0.06	19.74
	45	0.17	54.92	0.06	19.8
	90	0.17	55.29	0.06	19.78
	135	0.17	55.58	0.06	19.74
	180	0.17	55.39	0.06	19.73

Pada *radius curvature of stinger* 150 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.14 dengan *percentage allowance* sebesar 47.42%. Pada *radius curvature of stinger* 160 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.16 dengan *percentage allowance* sebesar 51.29%. Pada *radius curvature of stinger* 170 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.17 dengan *percentage allowance* sebesar 55.29%.

Tabel 4.17 Analisis Regangan pada Kedalaman 34 m

Radius Curvature of Stinger (m)	Arah Gelombang (°)	Overbend		Sagbend	
		Max Total Strain (%)	Percent Allow	Max Total Strain (%)	Percent Allow
150	0	0.14	46.21	0.06	19.63
	45	0.14	46.36	0.06	19.7
	90	0.14	46.74	0.06	19.67
	135	0.14	47.01	0.06	19.64
	180	0.14	46.79	0.06	19.61
160	0	0.15	50.07	0.06	19.63
	45	0.15	50.21	0.06	19.69
	90	0.15	50.57	0.06	19.66
	135	0.16	50.88	0.06	19.63
	180	0.15	50.68	0.06	19.61
170	0	0.17	54.34	0.06	19.63
	45	0.17	54.47	0.06	19.69
	90	0.17	54.83	0.06	19.66
	135	0.17	55.15	0.06	19.63
	180	0.17	54.97	0.06	19.62

Pada *radius curvature of stinger* 150 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.14 dengan *percentage allowance* sebesar 47.01%. Pada *radius curvature of stinger* 160 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.16 dengan

percentage allowance sebesar 50.88%. Pada *radius curvature of stinger* 170 m nilai regangan total maksimum yang terjadi adalah 0.17 dengan *percentage allowance* sebesar 55.15%.

Dari hasil perhitungan didapatkan nilai regangan dibawah 0.305% untuk setiap kedalaman dan variasi *radius curvature of stinger* sehingga telah memenuhi kriteria DNV-OS-F101. Nilai regangan maksimum pada setiap kedalaman laut dan variasi *radius curvature of stinger* terjadi pada node 41 dan arah pembebanan gelombang 135° yaitu dari arah *starboard* bagian depan dari *barge*. Hal ini terjadi karena respons strukturnya lebih besar dan pengaruh dari bentuk *barge*. Semakin kecil sudut *stinger* maka nilai regangan akan semakin besar dan semakin dalam perairan maka nilai regangan semakin besar.

4.6. Analisis Buckling pada Pipeline

Analisis *buckling* dilakukan berdasarkan DNV-OS-F101. *Buckling* merupakan hal utama yang perlu dihitung pada saat instalasi pipa bawah laut karena dampaknya yang dapat sangat merugikan dan dapat menyebabkan berhentinya proses instalasi pipa bawah laut. *Buckling* berdasarkan DNV-OS-F101 harus memenuhi *System collapse (Pc)*, *Combined loading criteria*, *interaction between external or internal pressure, axial force and bending moment*, dan *Propagation buckling*.

4.6.1. Combined Loading

Perhitungan *combined loading* dilakukan pada setiap kedalaman air laut dilakukan dengan menggunakan **persamaan 2.16** dan didapatkan nilai *unity check* yang ditunjukkan pada **Tabel 4.18**.

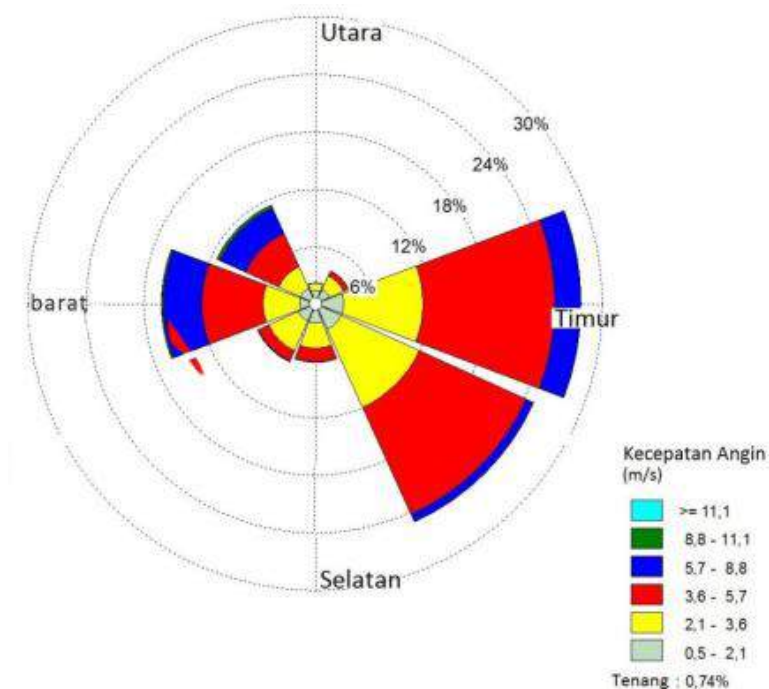
Tabel 4.18 Hasil Perhitungan Combined Loading

Kedalaman (m)	Unity Check	Keterangan
34	0.347	Memenuhi (≤ 1)
38	0.359	Memenuhi (≤ 1)
42	0.359	Memenuhi (≤ 1)

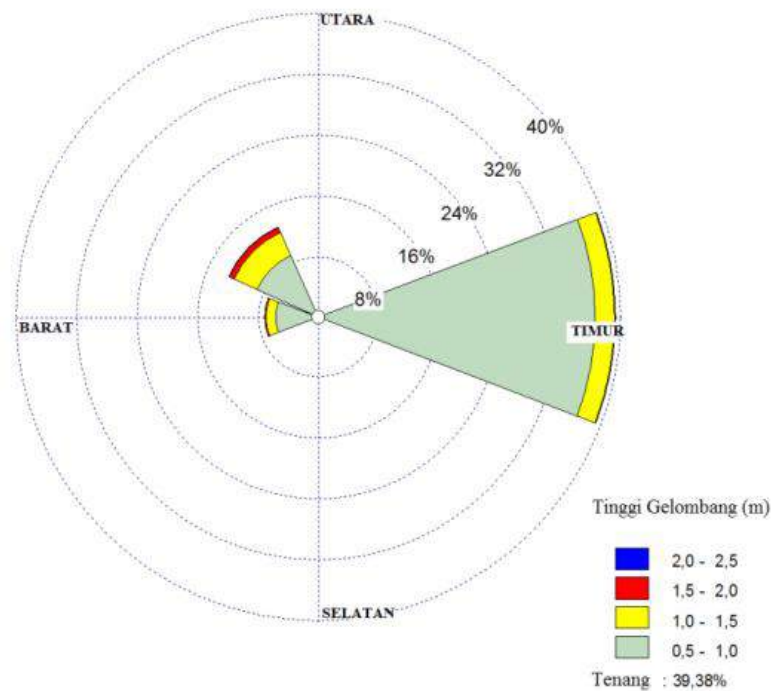
Dari hasil perhitungan *combined loading* diketahui bahwa *pipeline* memenuhi syarat *buckling* DNV-OS-F101 sehingga tidak memerlukan *buckle arrestor* dan instalasi dapat dilaksanakan.

4.7. Analisis Kelelahan pada Pipeline

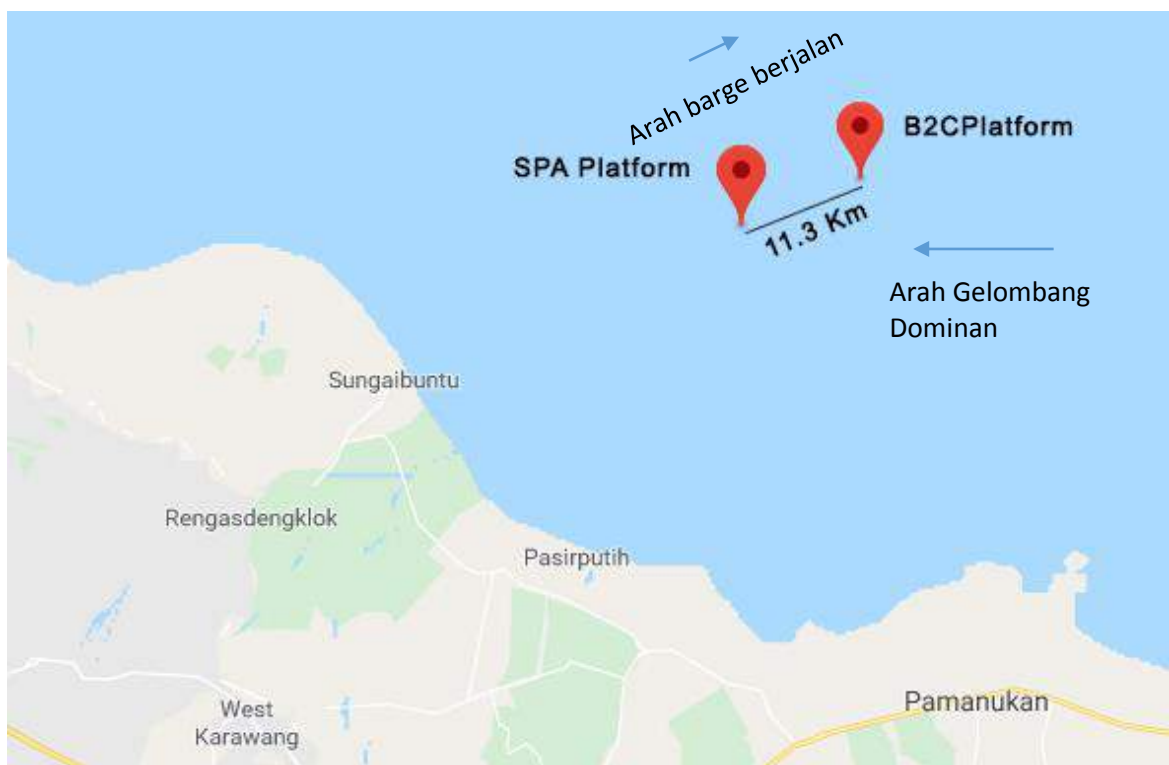
Untuk menghitung kelelahan pada *pipeline* saat instalasi diperlukan perhitungan rentang tegangan dan siklus setiap rentang tegangan. Nilai ini dapat dihitung dengan menggunakan data *time history stress* dari *output software OFFPipe*. Data *time history stress* kemudian dimasukkan ke *software J-Rain* untuk mendapatkan nilai rentang tegangan dan siklus setiap rentang tegangannya. Selanjutnya dapat dilakukan perhitungan maksimum *barge standby time*. Proses instalasi dilakukan dari SPA Platform ke B2C Platform. Karena proses instalasi pipa bawah laut sangat dipengaruhi oleh gelombang, maka perlu diketahui terlebih dahulu arah gelombang dominan yang mengenai *barge*. Diagram mawar angin ditunjukkan pada **Gambar 4.17** dan diagram mawar gelombang ditunjukkan pada **Gambar 4.18**. Sedangkan arah gelombang dominan ditunjukkan pada **Gambar 4.19**.



Gambar 4.17 Diagram Mawar Angin Cirebon (Kenedi, 2017)



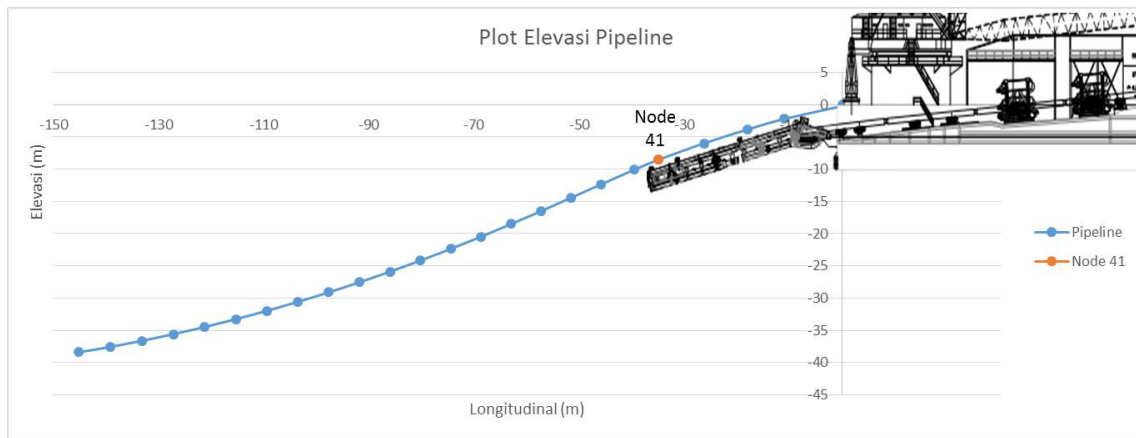
Gambar 4.18 Diagram Mawar Gelombang Cirebon (Kenedi, 2017)



Gambar 4.19 Arah Gelombang Dominan

Dari gambar tersebut diketahui bahwa arah dominan angin adalah dari arah timur dan mengenai barge dari arah 135° . Dan karena nilai tegangan maksimum terjadi pada

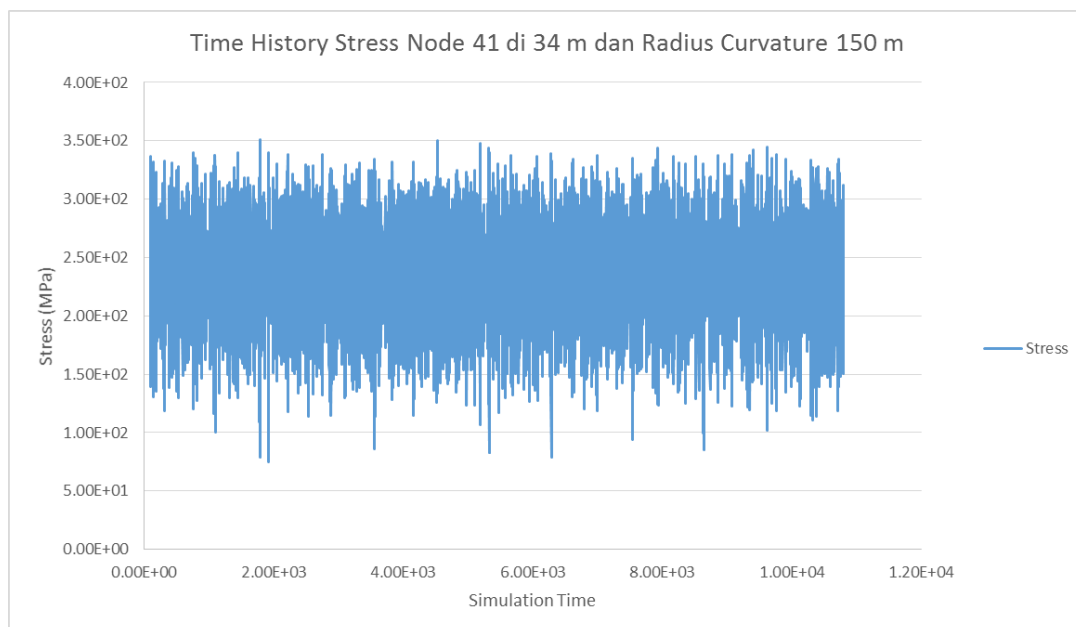
node 41 maka analisis kelelahan dilakukan pada arah gelombang 135° di node 41 untuk mendapatkan nilai *maximum barge standby time*. Node 41 ditunjukkan pada **Gambar 4.20**.



Gambar 4.20 Plot Elevasi Pipeline

4.7.1. Analisis Fatigue Damage

Analisis *fatigue damage* dilakukan dengan menggunakan software OFFPIPE 3 dan J-Rain. *Output time history stress* ditunjukkan pada **Gambar 4.21**. Hasil analisis *time history stress* pada kedalaman 34 m dengan radius kurvatur 150 m di node 41 adalah sebagai berikut :



Gambar 4.21 Time History Stress

Dari hasil analisis tegangan dan regangan dengan menggunakan *software* OFFPipe didapatkan tegangan *time history* selama 3 jam waktu simulasi. Nilai tegangan ini digunakan untuk mencari nilai rentang tegangan dan siklusnya. Metode yang digunakan dalam menentukan rentang tegangan dan siklusnya adalah metode *rainflow counting* di sub bab dasar teori **2.2.16**. Metode perhitungan siklusnya dimulai dari lembah ke puncak dan bila lembah di *stress range* berikutnya lebih tinggi maka siklus akan berhenti, jika lebih rendah maka siklus akan berlanjut. Begitu juga dari puncak ke lembah, jika puncak di *stress range* berikutnya lebih tinggi maka siklus akan berhenti, jika lebih rendah maka siklus akan berlanjut. Untuk menghitung rentang tegangan dan siklusnya dapat dilakukan dengan menggunakan *software* J-Rain. Hasil analisis pada **Tabel 4.19**.

Tabel 4.19 Analisis Siklus Rentang Tegangan

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n
	1.8	2	2.2	
50	2089	2114	1814	6017
100	95	125	273	493
200			55	55

Untuk mendapatkan nilai siklus yang dapat menyebabkan kegagalan dilakukan menggunakan **persamaan 2.20** dan untuk mendapatkan nilai *fatigue damage* dilakukan menggunakan **persamaan 2.19**. Untuk mendapatkan nilai *m* dan *log a* digunakan **Tabel 2.3** yaitu untuk *weld root* tipe lasan F1.

Hasil analisis *fatigue damage* pada kedalaman 34 m dengan *radius curvature of stinger* 150 m ditunjukkan pada **Tabel 4.20** dimana berdasarkan **Tabel 2.2** dengan *safety class* “low” nilai *fatigue damagenya* harus dibawah 0.3. Untuk hasil pehitungan dengan variasi yang lain dilampirkan pada **Lampiran F**.

Tabel 4.20 Analisis Fatigue Damage (d = 34 m, curvature = 150 m)

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage	Kriteria
	1.8	2	2.2				
50	2089	2114	1814	6017	1592000	3.78E-03	< 0.3 (Memenuhi)
100	95	125	273	493	199000	2.48E-03	< 0.3 (Memenuhi)
200			55	55	24875	2.21E-03	< 0.3 (Memenuhi)
Total Damage						8.47E-03	< 0.3 (Memenuhi)

4.7.2. Analisis Barge Standby Time

Setelah mendapatkan nilai *fatigue damage* maka dapat dihitung nilai *barge standby time* nya. Pada kasus ini dicari nilai *fatigue damage* yang paling besar yaitu pada node 41 untuk mendapatkan nilai *maximum barge standby time*. Perhitungan *barge standby time* adalah sebagai berikut :

$$FL = \frac{1}{D} \cdot t$$

FL = Fatigue Life (Barge Standby Time (Jam))

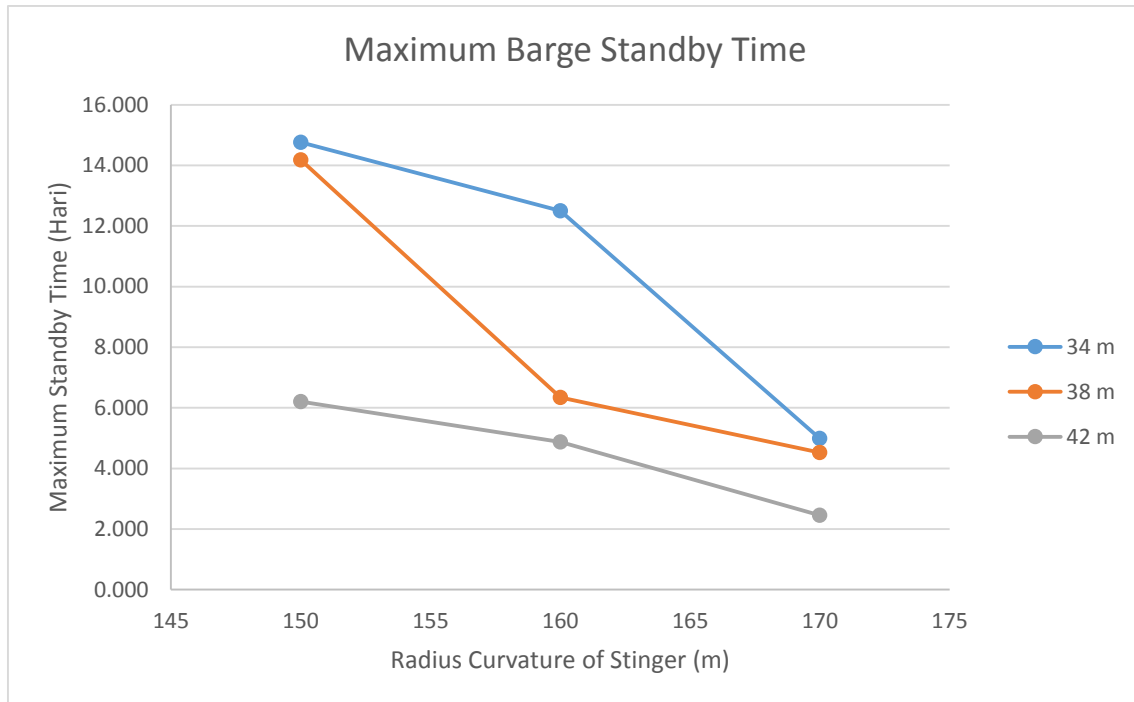
D = Fatigue Damage

t = Simulation Time (Jam)

Hasil perhitungan *barge standby time* ditunjukkan pada **Tabel 4.21**.

Tabel 4.21 Hasil Perhitungan Barge Standby Time

Kedalaman (m)	Radius Curvature of Stinger (m)	Barge Standby Time (Jam)	Barge Standby Time (Hari)
34	150	369.09	14.76
	160	300.13	12.50
	170	119.70	4.98
38	150	340.46	14.18
	160	152.31	6.34
	170	108.68	4.52
42	150	149.06	6.21
	160	116.95	4.87
	170	58.87	2.45



Gambar 4.22 Grafik Maximum Barge Standby Time

Dari hasil analisis dapat dibuat grafik maksimum *barge standby time* yang ditunjukkan pada **Gambar 4.22** dan dapat diketahui bahwa *fatigue damage* terbesar terjadi pada *stinger* di node 41, karena node 41 berada di ujung *stinger* sehingga mengalami beban yang paling besar. Nilai *barge standby time* terbesar terjadi pada kedalaman 34 m dengan *radius curvature of stinger* 150 m yang bernilai 14.76 Hari. Pada konfigurasi tersebut, *barge* tidak boleh berada dalam keadaan *standby* melebihi 14.76 Hari supaya *pipeline* tidak mengalami kelelahan. Sedangkan Nilai *barge standby time* terkecil terjadi pada kedalaman 42 m dengan *radius curvature of stinger* 170 m yang bernilai 2.45 Hari. Pada konfigurasi tersebut, *barge* tidak boleh berada dalam keadaan *standby* melebihi 2.45 Hari supaya *pipeline* tidak mengalami kelelahan.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil analisis yang dilakukan pada penelitian ini, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Tegangan terbesar terjadi di kedalaman 42 m pada *radius curvature of stinger* 170 m dengan nilai 348.17 MPa dan *percent yield* 77.37%. Regangan terbesar terjadi di kedalaman 42 m pada *radius curvature of stinger* 170 m dengan nilai 0.17% dan *percent allowance* 55.15%.
2. Semakin besar *radius curvature of stinger* maka nilai *barge stanby time* semakin kecil dan semakin dalam perairan maka nilai *barge stanby time* semakin kecil.
3. Nilai *Barge Standby Time* terbesar terjadi pada kedalaman 34 m pada *radius curvature of stinger* 150 m dengan nilai 14.76 hari dan nilai *Barge Standby Time* terkecil terjadi pada kedalaman 42 m pada *radius curvature of stinger* 170 m dengan nilai 2.45 hari.

5.2. Saran

Saran yang dapat diberikan oleh penulis adalah sebagai berikut :

1. Diperlukan pemodelan *barge* dengan *superstructure* dan peralatan penunjang lainnya untuk mendapatkan respons *barge* yang lebih akurat.
2. Diperlukan analisis variasi *tension* yang diberikan *tensioner* untuk mengetahui pengaruhnya terhadap tegangan dan regangan yang terjadi pada *pipeline*.

DAFTAR PUSTAKA

- Alencar, G. 2016. **A User-Friendly Tool for Fatigue Assessment of Steel Structures According to Eurocode 3**. 5th International Conference: Integrity Reliability Failure At. Porto, Portugal
- Bai, Y. 2001. **Elsevier Ocean Engineering Book Series Vol. 3 : Pipelines and Risers**. Oxford : Elsevier.
- Bai, Y. 2003. **Marine Structural Design**. Oxford : Elsevier.
- Bhattacharyya, R. 1978. **Dynamics of Marine Vehicles**. Canada : John Wiley & Sons, Inc.
- Braestrup *et al.* 2005. **Design and Installation of Marine Pipelines**. Oxford : Blackwell Science Ltd
- Chakrabarti, S. 2005. **Handbook of Offshore Engineering**. Oxford : Elsevier.
- Djarmiko, Eko B. 2012. **Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak**. Surabaya : ITS Press.
- DNV-OS-F101. 2007. **Submarine Pipeline Systems**. Det Norske Veritas AS. Norway.
- DNV-RP-C203. 2016. **Fatigue Design of Offshore Steel Structures**. Det Norske Veritas AS. Norway.
- Gerwick, B. 2007. **Construction of Marine and Offshore Structures**. California : CRC Press
- Guo *et al.* 2005. **Offshore Pipelines**. Oxford : Elsevier Inc.
- Herdiyanti, J. 2013. **Comparisons Study of S-Lay and J-Lay Methods for Pipeline Installation in Ultra Deep Water**. University of Stavanger
- Irsyad, F. 2017. **Analisis Concrete Crushing dan Concrete Sliding pada Pipeline Saat Instalasi dengan Metode S-Lay**. Institut Teknologi Sepuluh Nopember
- JBEIL Subsea Engineers Pvt. Ltd. **Fundamentals of S-lay and Engineering Analysis using OFFPIPE**. Oil & Gas Trainings

Kenedi, B. 2017. **Analisis Perubahan Garis Pantai Menggunakan Citra Satelit Landsat di Pesisir Cirebon**. Institut Pertanian Bogor

Lee, J. 2008. **Introduction to Offshore Pipelines and Risers**. Texas : Lecture Note

Ramadhan, G. 2017. **Analisis Kelelahan Pipa pada saat Instalasi di Berbagai Sudut Stinger dan Ukuran Pipa**. Institut Teknologi Sepuluh Nopember

LAMPIRAN A
HASIL OUTPUT HYDROSTATIC PROPERTIES (MOSES)

[illegible]

Draft	1.75	1.5	1.25	1	0.75	0.5	0.25	0
Displacement t	6640	5676	4716	3759	2808	1881	931.5	0
Heel deg	0	0	0	0	0	0	0	0
Draft at FP m	1.75	1.5	1.25	1	0.75	0.5	0.25	0
Draft at AP m	1.75	1.5	1.25	1	0.75	0.5	0.25	0
Draft at LCF m	1.75	1.5	1.25	1	0.75	0.5	0.25	0
Trim (+ve by stern) m	0	0	0	0	0	0	0	0
WL Length m	125.08	124.483	123.886	123.289	122.691	122.094	121.497	120.9
Beam max extents on WL m	30.175	30.175	30.175	30.175	30.175	30.175	30.175	0
Wetted Area m^2	4255.185	4168.057	4080.427	3992.337	3903.831	3822.985	3710.498	0
Waterpl. Area m^2	3771.876	3753.606	3735.337	3717.067	3698.797	3671.149	3635.175	0
Prismatic coeff. (Cp)	0.981	0.983	0.985	0.986	0.987	0.996	0.992	0
Block coeff. (Cb)	0.981	0.983	0.985	0.986	0.987	0.996	0.992	0
Max Sect. area coeff. (Cm)	1	1	1	1	1	1	1	
Waterpl. area coeff. (Cwp)	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.996	0.992	0
LCB from zero pt. (+ve fwd) m	61.427	61.268	61.089	60.886	60.649	60.953	60.365	-89.812
LCF from zero pt. (+ve fwd) m	62.581	62.286	61.992	61.697	61.403	60.953	60.365	-89.812
KB m	0.88	0.754	0.628	0.502	0.376	0.25	0.125	0
KG m	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
BMt m	44.182	51.435	61.609	76.899	102.439	151.757	303.514	0
BML m	758.166	874.095	1036.818	1281.507	1690.382	2466.905	4837.592	0
GMt m	40.562	47.689	57.737	72.901	98.314	147.507	299.139	-4.5
GML m	754.545	870.349	1032.946	1277.509	1686.258	2462.655	4833.217	-4.5
KMt m	45.062	52.189	62.237	77.401	102.814	152.007	303.639	0
KML m	759.045	874.849	1037.446	1282.009	1690.758	2467.155	4837.717	0
Immersion (TPc) tonne/cm	38.662	38.474	38.287	38.1	37.913	37.629	37.261	0
MTc tonne.m	381.367	376.037	370.778	365.589	360.471	352.701	342.715	0
RM at 1deg = GMt.Disp.sin(1) tonne.m	4700.326	4723.965	4751.583	4783.118	4818.499	4843.554	4863.153	0
Max deck inclination deg	0	0	0	0	0	0	0	0
Trim angle (+ve by stern) deg	0	0	0	0	0	0	0	0

LAMPIRAN B
HASIL OUTPUT RAO (MOSES)

```
*          *** MOSES ***          *
*          -----          October 30, 2018 *
*   Pipe Laying Barge Armada KP1          *
*
*          *
*   Draft      = 14.1 Feet   Trim Angle   = -0.02 Deg.   GMT      = 53.8 Feet *
*   Roll Gy. Radius = 39.6 Feet   Pitch Gy. Radius = 114.0 Feet   Yaw Gy. Radius = 114.0 Feet *
*   Heading     = 0.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/ 20 *
*
*          *
```

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

=====

Results are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Feet, and Kips Unless Specified

ENCOUNTER		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.942	120	0.000	0	0.904	30	0.000	0	0.101	-97	0.000	0
0.3142	20.00	0.878	136	0.000	0	0.876	47	0.000	0	0.135	-69	0.000	0
0.3307	19.00	0.861	141	0.000	0	0.865	52	0.000	0	0.145	-62	0.000	0
0.3491	18.00	0.840	147	0.000	0	0.852	58	0.000	0	0.157	-53	0.000	0
0.3696	17.00	0.816	154	0.000	0	0.835	65	0.000	0	0.171	-44	0.000	0
0.3927	16.00	0.785	162	0.000	0	0.812	73	0.000	0	0.187	-33	0.000	0
0.4189	15.00	0.746	172	0.000	0	0.780	83	0.000	0	0.205	-21	0.000	0
0.4333	14.50	0.722	178	0.000	0	0.760	89	0.000	0	0.214	-14	0.000	0
0.4488	14.00	0.695	-175	0.000	0	0.736	95	0.000	0	0.224	-7	0.000	0
0.4654	13.50	0.664	-167	0.000	0	0.709	102	0.000	0	0.235	1	0.000	0
0.4833	13.00	0.629	-159	0.000	0	0.675	110	0.000	0	0.245	9	0.000	0
0.5027	12.50	0.588	-150	0.000	0	0.636	118	0.000	0	0.254	19	0.000	0
0.5236	12.00	0.539	-140	0.000	0	0.588	128	0.000	0	0.263	30	0.000	0
0.5464	11.50	0.483	-129	0.000	0	0.533	139	0.000	0	0.269	42	0.000	0
0.5712	11.00	0.417	-116	0.000	0	0.467	151	0.000	0	0.272	55	0.000	0
0.5984	10.50	0.341	-101	0.000	0	0.390	166	0.000	0	0.270	70	0.000	0

0.6283	10.00	0.254	-84	0.000	0	0.302	-177	0.000	0	0.260	87	0.000	0
0.6614	9.50	0.158	-64	0.000	0	0.204	-157	0.000	0	0.239	106	0.000	0
0.6981	9.00	0.056	-39	0.000	0	0.101	-131	0.000	0	0.205	128	0.000	0
0.7392	8.50	0.044	161	0.000	0	0.019	-22	0.000	0	0.155	154	0.000	0
0.7854	8.00	0.126	-163	0.000	0	0.088	77	0.000	0	0.089	-176	0.000	0
0.8378	7.50	0.172	-124	0.000	0	0.135	114	0.000	0	0.016	-158	0.000	0
0.8976	7.00	0.157	-76	0.000	0	0.121	151	0.000	0	0.047	88	0.000	0
0.9666	6.50	0.073	-15	0.000	0	0.046	-173	0.000	0	0.058	130	0.000	0
1.0472	6.00	0.045	-125	0.000	0	0.018	92	0.000	0	0.011	166	0.000	0
1.1424	5.50	0.088	-27	0.000	0	0.010	110	0.000	0	0.017	107	0.000	0
1.2566	5.00	0.017	-84	0.000	0	0.018	71	0.000	0	0.023	100	0.000	0
1.3963	4.50	0.030	88	0.000	0	0.029	149	0.000	0	0.037	102	0.000	0
1.5708	4.00	0.018	143	0.000	0	0.211	-118	0.000	0	0.031	-39	0.000	0
2.0944	3.00	0.013	-55	0.000	0	0.012	40	0.000	0	0.005	26	0.000	0

```
*          *** MOSES ***          *
*          -----          October 30, 2018 *
*      Pipe Laying Barge Armada KP1          *
*
*          *
* Draft      = 14.1 Feet   Trim Angle   = -0.02 Deg.   GMT      = 53.8 Feet *
* Roll Gy. Radius = 39.6 Feet   Pitch Gy. Radius = 114.0 Feet   Yaw Gy. Radius = 114.0 Feet *
* Heading     = 45.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/ 20 *
*
*          *
```

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS+++

=====

Results are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Feet, and Kips Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.674	112	0.702	112	0.912	21	0.073	109	0.083	-117	0.069	-167
0.3142	20.00	0.638	123	0.666	123	0.898	34	0.113	121	0.105	-93	0.096	-154
0.3307	19.00	0.629	126	0.656	126	0.893	37	0.124	125	0.111	-86	0.104	-151
0.3491	18.00	0.619	130	0.644	130	0.887	41	0.138	129	0.119	-79	0.113	-146
0.3696	17.00	0.607	135	0.630	134	0.879	46	0.154	134	0.129	-71	0.122	-141
0.3927	16.00	0.593	141	0.613	140	0.867	52	0.172	139	0.140	-62	0.134	-134
0.4189	15.00	0.576	148	0.591	147	0.852	60	0.194	146	0.154	-52	0.146	-127
0.4333	14.50	0.565	152	0.578	151	0.842	63	0.206	150	0.161	-46	0.152	-122
0.4488	14.00	0.554	156	0.563	155	0.831	68	0.219	154	0.170	-40	0.159	-117
0.4654	13.50	0.540	161	0.547	160	0.817	73	0.233	159	0.179	-34	0.166	-112
0.4833	13.00	0.525	167	0.527	165	0.802	79	0.249	165	0.189	-26	0.173	-106
0.5027	12.50	0.507	173	0.505	171	0.783	85	0.265	171	0.199	-19	0.180	-99
0.5236	12.00	0.486	-179	0.480	178	0.760	92	0.282	178	0.210	-10	0.187	-92
0.5464	11.50	0.462	-171	0.450	-173	0.732	100	0.300	-174	0.222	0	0.193	-83
0.5712	11.00	0.433	-162	0.416	-164	0.697	109	0.319	-166	0.234	9	0.198	-74
0.5984	10.50	0.398	-151	0.376	-154	0.655	119	0.337	-157	0.246	21	0.201	-62

0.6283	10.00	0.358	-139	0.329	-143	0.602	130	0.353	-147	0.256	34	0.201	-49
0.6614	9.50	0.309	-125	0.275	-130	0.536	143	0.366	-137	0.263	49	0.197	-34
0.6981	9.00	0.252	-109	0.212	-116	0.455	157	0.367	-127	0.265	65	0.188	-16
0.7392	8.50	0.184	-91	0.141	-101	0.356	174	0.345	-119	0.259	84	0.172	5
0.7854	8.00	0.107	-69	0.061	-87	0.240	-167	0.255	-123	0.238	106	0.148	30
0.8378	7.50	0.024	-47	0.004	17	0.113	-148	0.074	154	0.198	129	0.113	61
0.8976	7.00	0.053	176	0.023	-167	0.018	93	0.154	70	0.129	155	0.068	99
0.9666	6.50	0.105	-144	0.051	-117	0.093	91	0.139	90	0.038	175	0.018	152
1.0472	6.00	0.109	-91	0.049	-63	0.077	124	0.075	137	0.033	60	0.023	13
1.1424	5.50	0.052	-23	0.016	12	0.018	179	0.013	-158	0.033	116	0.031	91
1.2566	5.00	0.036	-115	0.008	-88	0.007	95	0.011	122	0.002	-144	0.004	-147
1.3963	4.50	0.042	4	0.003	171	0.003	59	0.003	127	0.004	123	0.005	112
1.5708	4.00	0.034	-8	0.013	-106	0.009	92	0.011	163	0.005	149	0.007	144
2.0944	3.00	0.003	69	0.006	-104	0.001	154	0.000	0	0.002	-104	0.011	-175

```
*          *** MOSES ***          *
*          -----          October 30, 2018 *
*      Pipe Laying Barge Armada KP1          *
*
*          *
* Draft      = 14.1 Feet   Trim Angle   = -0.02 Deg.   GMT      = 53.8 Feet *
* Roll Gy. Radius = 39.6 Feet   Pitch Gy. Radius = 114.0 Feet   Yaw Gy. Radius = 114.0 Feet *
* Heading     = 90.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/ 20 *
*
*          *
```

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

=====

Results are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Feet, and Kips Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.010	-119	1.010	91	0.920	1	0.106	90	0.066	172	0.021	97
0.3142	20.00	0.006	-128	0.973	90	0.918	1	0.166	89	0.069	169	0.022	96
0.3307	19.00	0.006	-130	0.965	90	0.918	1	0.185	89	0.069	168	0.022	96
0.3491	18.00	0.005	-131	0.956	90	0.917	1	0.207	89	0.070	167	0.022	96
0.3696	17.00	0.005	-134	0.946	90	0.917	1	0.234	89	0.071	166	0.022	96
0.3927	16.00	0.004	-137	0.936	90	0.917	1	0.266	89	0.072	164	0.021	97
0.4189	15.00	0.004	-141	0.923	90	0.918	1	0.307	89	0.074	163	0.021	97
0.4333	14.50	0.004	-143	0.916	90	0.919	2	0.331	89	0.074	162	0.021	97
0.4488	14.00	0.004	-145	0.909	90	0.920	2	0.358	89	0.075	161	0.021	98
0.4654	13.50	0.003	-148	0.901	90	0.921	2	0.389	88	0.076	160	0.021	98
0.4833	13.00	0.003	-151	0.891	90	0.923	2	0.425	88	0.078	158	0.020	99
0.5027	12.50	0.003	-177	0.879	91	0.921	1	0.465	88	0.078	157	0.020	99
0.5236	12.00	0.003	180	0.868	91	0.925	1	0.515	87	0.080	155	0.020	100
0.5464	11.50	0.003	177	0.855	90	0.929	1	0.576	87	0.082	153	0.019	100
0.5712	11.00	0.003	173	0.841	90	0.934	1	0.650	86	0.085	151	0.019	101
0.5984	10.50	0.003	169	0.824	90	0.942	1	0.745	85	0.088	148	0.019	102

0.6283	10.00	0.003	164	0.804	90	0.952	1	0.869	84	0.091	145	0.018	103
0.6614	9.50	0.003	163	0.778	89	0.965	0	1.032	80	0.096	140	0.018	104
0.6981	9.00	0.003	155	0.739	88	0.977	-1	1.242	73	0.102	133	0.017	105
0.7392	8.50	0.003	141	0.675	86	0.982	-4	1.512	62	0.107	125	0.016	103
0.7854	8.00	0.004	123	0.561	85	0.965	-8	1.760	44	0.113	112	0.013	102
0.8378	7.50	0.004	101	0.410	92	0.911	-14	1.807	20	0.114	94	0.010	111
0.8976	7.00	0.004	73	0.344	115	0.830	-21	1.499	-5	0.109	70	0.009	138
0.9666	6.50	0.004	38	0.365	131	0.699	-30	1.005	-23	0.088	38	0.010	154
1.0472	6.00	0.003	3	0.356	140	0.495	-38	0.621	-26	0.049	6	0.010	163
1.1424	5.50	0.002	-43	0.323	152	0.297	-39	0.379	-22	0.020	-17	0.010	172
1.2566	5.00	0.001	-80	0.275	170	0.158	-26	0.223	-8	0.006	-19	0.009	-172
1.3963	4.50	0.000	0	0.218	-165	0.079	1	0.120	13	0.001	8	0.007	-148
1.5708	4.00	0.000	0	0.155	-126	0.037	44	0.051	46	0.001	77	0.006	-112
2.0944	3.00	0.000	0	0.065	40	0.004	-160	0.013	-138	0.000	0	0.002	50

```
*          *** MOSES ***          *
*          -----          October 30, 2018  *
*      Pipe Laying Barge Armada KP1          *
*
*          *
* Draft      = 14.1 Feet   Trim Angle   = -0.02 Deg.   GMT      = 53.8 Feet *
* Roll Gy. Radius = 39.6 Feet   Pitch Gy. Radius = 114.0 Feet   Yaw Gy. Radius = 114.0 Feet *
* Heading     = 135.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/ 20  *
*
*          *
```

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS +++

=====

Results are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Feet, and Kips Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.684	-110	0.705	70	0.906	-20	0.074	69	0.100	111	0.066	-5
0.3142	20.00	0.637	-121	0.665	61	0.881	-32	0.113	57	0.132	89	0.092	-19
0.3307	19.00	0.627	-124	0.656	57	0.873	-36	0.125	53	0.142	83	0.100	-24
0.3491	18.00	0.615	-128	0.645	53	0.862	-40	0.139	50	0.154	77	0.108	-29
0.3696	17.00	0.602	-133	0.631	48	0.848	-45	0.155	45	0.168	70	0.118	-35
0.3927	16.00	0.585	-139	0.615	42	0.830	-51	0.174	39	0.184	63	0.130	-42
0.4189	15.00	0.565	-146	0.594	35	0.806	-58	0.197	33	0.202	54	0.142	-49
0.4333	14.50	0.553	-150	0.581	31	0.790	-63	0.209	29	0.212	49	0.149	-54
0.4488	14.00	0.540	-154	0.567	27	0.772	-67	0.223	24	0.224	43	0.156	-59
0.4654	13.50	0.525	-159	0.551	22	0.751	-73	0.237	19	0.235	38	0.163	-64
0.4833	13.00	0.507	-164	0.532	16	0.726	-79	0.252	14	0.248	31	0.170	-69
0.5027	12.50	0.486	-170	0.510	10	0.697	-86	0.269	7	0.261	24	0.178	-76
0.5236	12.00	0.463	-177	0.485	3	0.662	-93	0.286	0	0.274	16	0.185	-83
0.5464	11.50	0.435	174	0.456	-4	0.619	-102	0.304	-7	0.287	7	0.191	-91
0.5712	11.00	0.403	165	0.422	-13	0.569	-113	0.322	-17	0.300	-2	0.196	-99
0.5984	10.50	0.365	155	0.382	-23	0.508	-125	0.338	-29	0.310	-13	0.200	-109

0.6283	10.00	0.321	143	0.335	-35	0.435	-139	0.352	-42	0.318	-27	0.201	-120
0.6614	9.50	0.270	130	0.282	-49	0.349	-157	0.360	-59	0.320	-42	0.199	-133
0.6981	9.00	0.211	114	0.219	-66	0.249	179	0.357	-80	0.313	-60	0.191	-148
0.7392	8.50	0.145	94	0.147	-87	0.140	146	0.330	-109	0.293	-81	0.176	-166
0.7854	8.00	0.074	71	0.068	-113	0.052	61	0.245	-154	0.254	-107	0.152	172
0.8378	7.50	0.003	28	0.011	-80	0.100	-50	0.051	94	0.191	-139	0.116	146
0.8976	7.00	0.062	-167	0.024	15	0.143	-105	0.118	-90	0.104	-177	0.070	115
0.9666	6.50	0.103	149	0.052	-9	0.115	-154	0.114	-149	0.015	150	0.020	71
1.0472	6.00	0.101	97	0.051	-58	0.060	165	0.061	154	0.042	-114	0.022	-144
1.1424	5.50	0.044	30	0.018	-125	0.017	137	0.009	78	0.038	-178	0.031	149
1.2566	5.00	0.037	117	0.008	-7	0.009	-176	0.010	-123	0.004	96	0.004	51
1.3963	4.50	0.038	0	0.002	86	0.001	-107	0.002	-123	0.004	-175	0.005	172
1.5708	4.00	0.033	9	0.013	65	0.008	-106	0.007	-31	0.005	-165	0.007	177
2.0944	3.00	0.003	-83	0.006	-57	0.001	177	0.000	0	0.002	84	0.011	12

```
*          *** MOSES          *
*          -----          *
* Pipe Laying Barge Armada KP1          *
*
*          *
* Draft      = 14.1 Feet   Trim Angle   = -0.02 Deg.   GMT      = 53.8 Feet *
* Roll Gy. Radius = 39.6 Feet   Pitch Gy. Radius = 114.0 Feet   Yaw Gy. Radius = 114.0 Feet *
* Heading     = 180.00 Deg.   Forward Speed = 0.00 Knots   Linearization Based on 1/ 20 *
*
*          *
```

+++ MOTION RESPONSE OPERATORS+++

=====

Results are in Body System

Of Point On Body ARMADAKP At X = 249.0 Y = 0.0 Z = 14.0

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Feet, and Kips Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.2513	25.00	0.950	-118	0.000	0	0.894	-29	0.000	0	0.121	94	0.000	0
0.3142	20.00	0.869	-134	0.000	0	0.852	-46	0.000	0	0.167	68	0.000	0
0.3307	19.00	0.848	-139	0.000	0	0.838	-51	0.000	0	0.181	62	0.000	0
0.3491	18.00	0.823	-144	0.000	0	0.818	-57	0.000	0	0.196	54	0.000	0
0.3696	17.00	0.793	-151	0.000	0	0.793	-65	0.000	0	0.213	46	0.000	0
0.3927	16.00	0.755	-159	0.000	0	0.760	-73	0.000	0	0.232	36	0.000	0
0.4189	15.00	0.709	-168	0.000	0	0.715	-84	0.000	0	0.253	24	0.000	0
0.4333	14.50	0.682	-174	0.000	0	0.688	-90	0.000	0	0.264	18	0.000	0
0.4488	14.00	0.651	179	0.000	0	0.656	-97	0.000	0	0.275	11	0.000	0
0.4654	13.50	0.615	172	0.000	0	0.619	-105	0.000	0	0.286	3	0.000	0
0.4833	13.00	0.575	165	0.000	0	0.576	-114	0.000	0	0.295	-5	0.000	0
0.5027	12.50	0.528	156	0.000	0	0.526	-124	0.000	0	0.303	-15	0.000	0
0.5236	12.00	0.476	147	0.000	0	0.469	-136	0.000	0	0.309	-25	0.000	0
0.5464	11.50	0.417	136	0.000	0	0.402	-149	0.000	0	0.311	-38	0.000	0
0.5712	11.00	0.350	124	0.000	0	0.328	-165	0.000	0	0.308	-52	0.000	0
0.5984	10.50	0.276	110	0.000	0	0.245	174	0.000	0	0.297	-68	0.000	0

0.6283	10.00	0.194	94	0.000	0	0.158	147	0.000	0	0.277	-86	0.000	0
0.6614	9.50	0.107	77	0.000	0	0.079	98	0.000	0	0.243	-107	0.000	0
0.6981	9.00	0.019	71	0.000	0	0.067	-1	0.000	0	0.195	-133	0.000	0
0.7392	8.50	0.066	-161	0.000	0	0.118	-65	0.000	0	0.130	-163	0.000	0
0.7854	8.00	0.132	168	0.000	0	0.144	-112	0.000	0	0.054	156	0.000	0
0.8378	7.50	0.164	130	0.000	0	0.118	-161	0.000	0	0.021	-42	0.000	0
0.8976	7.00	0.140	84	0.000	0	0.046	150	0.000	0	0.067	-105	0.000	0
0.9666	6.50	0.056	28	0.000	0	0.020	-136	0.000	0	0.061	-165	0.000	0
1.0472	6.00	0.050	126	0.000	0	0.025	-168	0.000	0	0.013	132	0.000	0
1.1424	5.50	0.079	34	0.000	0	0.009	169	0.000	0	0.018	-155	0.000	0
1.2566	5.00	0.020	83	0.000	0	0.011	-73	0.000	0	0.018	-100	0.000	0
1.3963	4.50	0.025	-80	0.000	0	0.026	-153	0.000	0	0.034	-99	0.000	0
1.5708	4.00	0.016	-142	0.000	0	0.214	117	0.000	0	0.031	41	0.000	0
2.0944	3.00	0.012	55	0.000	0	0.012	-42	0.000	0	0.005	-29	0.000	0

LAMPIRAN C
HASIL OUTPUT TEGANGAN DAN REGANGAN (OFFPIPE)

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG PAGE 3

OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM

JOB NO. - PRRP LICENSED BY - -

USER ID - AA DATE - 10/28/2018 TIME - 17:24:3 CASE 1

=====

SOIL ELEMENT PROPERTIES

=====

VERTICAL STIFFNESS 0.00 KN/M^2

DEFLECTION UNDER REFERENCE LOAD ... 0.0000 CM

LATERAL STIFFNESS 0.00 KN/M^2

SOIL COEFFICIENT OF FRICTION 0.300

NUMBER OF INTEGRATION POINTS 0

SAGBEND GEOMETRY

=====

SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH 6.050 M

WATER DEPTH 34.00 M

X-COORDINATE AT SPECIFIED DEPTH . . 0.00 M

ESTIMATED SAGBEND X LENGTH 0.00 M

ESTIMATED PIPE LENGTH ON SEABED ... 0.00 M

X-COORD OF PIPE FREE END ON SEABED 0.00 M
X-COORD POINT OF FIXITY ON SEABED . 0.00 M
MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF SEABED ... 0.000 DEG
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE 0.000 DEG

PIPE/CABLE SPAN END CONDITIONPIPE/CABLE RESTING ON SEABED
PIPE/CABLE SPAN LENGTH GIVEN BY ...SPECIFIED PIPE/CABLE TENSION
ESTIMATED SPAN DEPTH AT FREE END .. 0.00 M
PIPE VERTICAL ANGLE AT FREE END ... 0.000 DEG

CURRENT VELOCITIES

=====

WATER DEPTH (M)	CURRENT SPEED (M/S)	DIRECTION OF TRAVEL (DEG)
=====	=====	=====
0.000	0.720	0.000
4.190	0.620	0.000
8.370	0.540	0.000
12.560	0.480	0.000
16.740	0.440	0.000
20.930	0.410	0.000

25.110	0.390	0.000
29.300	0.370	0.000
33.480	0.360	0.000
37.670	0.350	0.000
41.850	0.340	0.000

OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM

JOB NO. - PRRP LICENSED BY - -

USER ID - AA DATE - 10/28/2018 TIME - 17:24:3 CASE 1

=====

INPUT DATA ECHO

BARGE MOTION RAO TABLE (OFFPIPE) SIGN CONVENTION

=====

WAVE /----- SURGE -----/ /----- SWAY -----/ /----- HEAVE -----/

FREQUENCY AMPLITUDE PHASE AMPLITUDE PHASE AMPLITUDE PHASE

(RAD/S) (M/M) (DEG) (M/M) (DEG) (M/M) (DEG)

=====

0.2513	0.9350	120.00	0.0000	0.00	0.9040	30.00
0.3142	0.8740	136.00	0.0000	0.00	0.8760	47.00
0.3307	0.8570	141.00	0.0000	0.00	0.8660	52.00
0.3491	0.8370	147.00	0.0000	0.00	0.8530	58.00
0.3696	0.8130	154.00	0.0000	0.00	0.8360	65.00
0.3927	0.7830	162.00	0.0000	0.00	0.8120	73.00
0.4189	0.7440	172.00	0.0000	0.00	0.7800	83.00

0.4333	0.7200	178.00	0.0000	0.00	0.7600	89.00
0.4488	0.6940	-174.00	0.0000	0.00	0.7370	95.00
0.4654	0.6630	-167.00	0.0000	0.00	0.7090	102.00
0.4833	0.6280	-159.00	0.0000	0.00	0.6750	110.00
0.5027	0.5870	-150.00	0.0000	0.00	0.6360	118.00
0.5236	0.5390	-140.00	0.0000	0.00	0.5890	128.00
0.5464	0.4830	-129.00	0.0000	0.00	0.5330	139.00
0.5712	0.4170	-116.00	0.0000	0.00	0.4670	151.00
0.5984	0.3410	-101.00	0.0000	0.00	0.3900	165.00
0.6283	0.2550	-83.00	0.0000	0.00	0.3020	-177.00
0.6614	0.1590	-63.00	0.0000	0.00	0.2040	-158.00
0.6981	0.0570	-38.00	0.0000	0.00	0.1010	-132.00
0.7392	0.0430	159.00	0.0000	0.00	0.0180	-22.00

WAVE /----- ROLL -----/ /----- PITCH -----/ /----- YAW -----/

FREQUENCY AMPLITUDE PHASE AMPLITUDE PHASE AMPLITUDE PHASE

(RAD/S) (DEG/M) (DEG) (DEG/M) (DEG) (DEG/M) (DEG)

=====

0.2513	0.0000	0.00	0.1010	-97.00	0.0000	0.00
0.3142	0.0000	0.00	0.1350	-69.00	0.0000	0.00
0.3307	0.0000	0.00	0.1460	-61.00	0.0000	0.00
0.3491	0.0000	0.00	0.1580	-53.00	0.0000	0.00

0.3696	0.0000	0.00	0.1720	-44.00	0.0000	0.00
0.3927	0.0000	0.00	0.1880	-33.00	0.0000	0.00
0.4189	0.0000	0.00	0.2050	-21.00	0.0000	0.00
0.4333	0.0000	0.00	0.2150	-14.00	0.0000	0.00
0.4488	0.0000	0.00	0.2250	-6.00	0.0000	0.00
0.4654	0.0000	0.00	0.2350	1.00	0.0000	0.00
0.4833	0.0000	0.00	0.2460	9.00	0.0000	0.00
0.5027	0.0000	0.00	0.2550	19.00	0.0000	0.00
0.5236	0.0000	0.00	0.2640	30.00	0.0000	0.00
0.5464	0.0000	0.00	0.2700	42.00	0.0000	0.00
0.5712	0.0000	0.00	0.2730	55.00	0.0000	0.00
0.5984	0.0000	0.00	0.2710	70.00	0.0000	0.00
0.6283	0.0000	0.00	0.2610	87.00	0.0000	0.00

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG PAGE 16

OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM

JOB NO. - PRRP LICENSED BY - -

USER ID - AA DATE - 10/28/2018 TIME - 17:24:3 CASE 1

=====

INPUT DATA ECHO

0.6614	0.0000	0.00	0.2400	106.00	0.0000	0.00
0.6981	0.0000	0.00	0.2060	128.00	0.0000	0.00
0.7392	0.0000	0.00	0.1550	154.00	0.0000	0.00

TIME INTEGRATION PARAMETERS

=====

TIME STEP LENGTH 0.5000 SEC

SOLUTION STARTS AT TIME 0.000 SEC

MAXIMUM TIME OF INTEGRATION 10800.000 SEC

SOLUTION SAMPLING TIME STEP..... 20.000 SEC

DAMPING RATIO 0.1000

WAVE SPECTRUM EQUATION

=====

WAVE SPECTRUM EQUATION TYPE 7 JONSWAP
NUMBER OF WAVES IN SPECTRUM 20
MINIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM 0.2513 RAD/S
MAXIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM 0.7392 RAD/S
DIRECTION OF WAVE TRAVEL 0.000 DEG
1ST JONSWAP COEFFICIENT 0.0056
2ND JONSWAP COEFFICIENT 3.3000
PEAK WAVE FREQUENCY 1.1630 RAD/S

PRINTED OUTPUT SELECTED

=====

STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ... NO
STATIC SOLUTION SUMMARY YES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES .. YES
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA NO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA NO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLES NO

PRINT STINGER ELEMENT FORCES NO

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT NO
USE DNV STRESS FORMULA NO
USE THICK WALL CYLINDER FORMULA ... NO
ENABLE/DISABLE WARNING MESSAGES ...ENABLE
GENERATE SPREAD SHEET PLOT FILE ... NO
SUPPORT REACTIONS IN BARGE COORDS . NO

STATIC SOLUTION CONVERGED IN (20) ITERATIONS

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG PAGE 34

OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM

JOB NO. - PRRP LICENSED BY - -

USER ID - AA DATE - 10/28/2018 TIME - 17:24:3 CASE 1

=====

STATIC SOLUTION SUMMARY

PIPE PROPERTIES (1)

=====

PIPE SECTION LENGTH .. 0.00 M ELASTIC MODULUS 207000. MPA

OUTSIDE DIAMETER 32.385 CM CROSS SECTIONAL AREA . 124.14 CM²
WALL THICKNESS 1.270 CM MOMENT OF INERTIA 17672.57 CM⁴
WEIGHT/LENGTH IN AIR . 1992.039 N/M YIELD STRESS 450.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG .. 780.058 N/M STRESS INTENS FACTOR . 1.000
SPECIFIC GRAVITY 1.644 STEEL DENSITY 76985.0 N/M³
WRAP COAT THICKNESS .. 0.400 CM WRAP COAT DENSITY 12567.7 N/M³
CONCRETE THICKNESS ... 3.000 CM CONCRETE DENSITY 29851.0 N/M³

BARGE DATA

=====

TOTAL PIPE TENSION ... 350.00 KN RADIUS OF CURVATURE .. 0.00 M
NUMBER OF TENSIONERS . 2 BARGE TRIM ANGLE 0.500 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS . 13 PIPE ANGLE AT STERN .. 6.633 DEG
BARGE HEADING 0.000 DEG OFFSET FROM R.O.W. ... 0.00 M

STINGER DATA

=====

NO. OF PIPE SUPPORTS . 5 PIPE DEPTH AT STERN .. -8.31 M
NO. STINGER SECTIONS . 8 PIPE ANGLE AT STERN .. 16.945 DEG
RADIUS OF CURVATURE .. 150.00 M STINGER STERN DEPTH .. -8.82 M
STINGER LENGTH 39.58 M

SAGBEND DATA

=====

WATER DEPTH 34.00 M TENSION AT TOUCHDOWN . 302.94 KN

TOUCHDOWN X-COORD. ... -186.66 M BOTTOM SLOPE ANGLE ... 0.000 DEG

PROJECTED SPAN LENGTH 146.32 M PIPE LENGTH GAIN 4.31 M

=====

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG DATE - 10/28/2018 TIME - 17:24: 3 PAGE 36

PROJECT - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM

JOB NO. - PRRP

USER ID - AA

LICENSED BY - -

CASE 1

=====

=====

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

=====

=====

NODE	PIPE	X	Y	Z	HORIZ	VERT	PIPE	TENSILE	HOOP	BENDING STRESSES	TOTAL	PERCNT	
NO.	SECTION	COORD	COORD	COORD	ANGLE	ANGLE	LENGTH	STRESS	STRESS	VERT	HORIZ	STRESS	YIELD
		(M)	(M)	(M)	(DEG)	(DEG)	(M)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(PCT)

=====													
=====													
1	LAYBARGE	127.18	10.30	0.00	0.000	4.092	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0.00	0.000	4.099	2.361	-0.03	0.00	-5.47	0.00	5.50	1.22
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	0.000	4.101	6.769	-0.08	0.00	-1.17	0.00	1.25	0.28
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	0.000	4.084	13.778	-0.16	0.00	-10.79	0.00	10.95	2.43
9	LAYBARGE	111.08	9.15	0.00	0.000	4.125	16.133	-0.19	0.00	-11.69	0.00	11.88	2.64
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0.00	0.000	4.088	27.180	-0.31	0.00	-21.34	0.00	21.65	4.81
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	0.000	4.100	39.188	-0.45	0.00	-23.58	0.00	24.03	5.34
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0.00	0.000	4.050	51.151	-0.59	0.00	-14.47	0.00	15.05	3.34
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0.00	0.000	4.229	62.973	-0.72	0.00	-47.09	0.00	47.82	10.63
19	TENSIONR	51.19	4.87	0.00	0.000	3.604	76.181	13.24	0.00	53.73	0.00	66.95	14.88
21	TENSIONR	38.72	4.06	0.00	0.000	4.702	88.677	27.16	0.00	-203.74	0.00	230.86	51.30
23	LAYBARGE	27.08	2.89	0.00	0.000	6.070	100.374	27.03	0.00	13.54	0.00	40.55	9.01
25	LAYBARGE	15.64	1.72	0.00	0.000	5.599	111.874	26.84	0.00	5.96	0.00	32.79	7.29
27	LAYBARGE	4.23	0.59	0.00	0.000	6.051	123.343	26.65	0.00	-104.29	0.00	130.90	29.09
29	LAYBARGE	0.94	0.23	0.00	0.000	6.632	126.647	26.58	0.00	-134.84	0.00	161.41	35.87
32	STINGER	-11.14	-1.47	0.00	0.000	9.666	138.852	26.31	-0.19	-263.56	0.00	289.95	64.43
35	STINGER	-18.14	-2.80	0.00	0.000	11.647	145.977	26.18	-0.36	-137.10	0.00	163.45	36.32
38	STINGER	-26.84	-4.71	0.00	0.000	13.153	154.879	25.94	-0.60	-121.42	0.00	147.59	32.80
41	STINGER	-35.69	-6.94	0.00	0.000	15.535	164.008	25.59	-0.89	-265.75	0.00	291.74	64.83

43	STINGER	-40.34	-8.30	0.00	0.000	16.944	168.856	25.47	-1.07	-139.84	0.00	165.79	36.84
45	SAGBEND	-46.37	-10.19	0.00	0.000	17.697	175.177	25.24	-1.31	-36.29	0.00	62.12	13.81
46	SAGBEND	-52.13	-12.04	0.00	0.000	17.744	181.227	25.00	-1.54	20.32	0.00	46.11	10.25
47	SAGBEND	-57.90	-13.87	0.00	0.000	17.417	187.277	24.76	-1.78	51.72	0.00	77.39	17.20
48	SAGBEND	-63.68	-15.65	0.00	0.000	16.876	193.327	24.53	-2.01	69.84	0.00	95.39	21.20
49	SAGBEND	-69.48	-17.38	0.00	0.000	16.211	199.377	24.31	-2.23	80.49	0.00	105.93	23.54
50	SAGBEND	-75.30	-19.03	0.00	0.000	15.474	205.427	24.09	-2.44	86.87	0.00	112.18	24.93
51	SAGBEND	-81.14	-20.61	0.00	0.000	14.692	211.477	23.89	-2.64	90.81	0.00	116.01	25.78
52	SAGBEND	-87.00	-22.10	0.00	0.000	13.883	217.527	23.69	-2.83	93.33	0.00	118.43	26.32
53	SAGBEND	-92.89	-23.51	0.00	0.000	13.055	223.577	23.51	-3.01	95.02	0.00	120.04	26.67
54	SAGBEND	-98.79	-24.83	0.00	0.000	12.215	229.627	23.34	-3.18	96.23	0.00	121.16	26.92
55	SAGBEND	-104.71	-26.07	0.00	0.000	11.366	235.677	23.18	-3.34	97.13	0.00	121.98	27.11
56	SAGBEND	-110.65	-27.22	0.00	0.000	10.509	241.727	23.03	-3.49	97.84	0.00	122.62	27.25
57	SAGBEND	-116.61	-28.28	0.00	0.000	9.647	247.777	22.89	-3.62	98.41	0.00	123.13	27.36
58	SAGBEND	-122.58	-29.25	0.00	0.000	8.779	253.827	22.77	-3.75	98.87	0.00	123.52	27.45
59	SAGBEND	-128.57	-30.12	0.00	0.000	7.908	259.877	22.65	-3.86	99.20	0.00	123.80	27.51
60	SAGBEND	-134.56	-30.91	0.00	0.000	7.034	265.927	22.55	-3.96	99.41	0.00	123.94	27.54
61	SAGBEND	-140.57	-31.61	0.00	0.000	6.159	271.977	22.46	-4.05	99.41	0.00	123.88	27.53
62	SAGBEND	-146.59	-32.21	0.00	0.000	5.285	278.027	22.38	-4.13	99.10	0.00	123.53	27.45
63	SAGBEND	-152.62	-32.72	0.00	0.000	4.417	284.077	22.32	-4.19	98.27	0.00	122.66	27.26
64	SAGBEND	-158.66	-33.14	0.00	0.000	3.560	290.127	22.26	-4.25	96.59	0.00	120.96	26.88

65	SAGBEND	-164.70	-33.47	0.00	0.000	2.724	296.177	22.22	-4.29	93.47	0.00	117.82	26.18
66	SAGBEND	-170.74	-33.72	0.00	0.000	1.924	302.227	22.19	-4.32	87.90	0.00	112.24	24.94
67	SAGBEND	-176.79	-33.88	0.00	0.000	1.191	308.277	22.17	-4.34	78.13	0.00	102.52	22.78

=====

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG DATE - 10/28/2018 TIME - 17:24: 3 PAGE 37

PROJECT - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM

JOB NO. - PRRP

USER ID - AA

LICENSED BY - -

CASE 1

=====

=====

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

=====

=====

NODE	PIPE	X	Y	Z	HORIZ	VERT	PIPE	TENSILE	HOOP	BENDING STRESSES	TOTAL	PERCNT	
NO.	SECTION	COORD	COORD	COORD	ANGLE	ANGLE	LENGTH	STRESS	STRESS	VERT	HORIZ	STRESS	YIELD
		(M)	(M)	(M)	(DEG)	(DEG)	(M)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(MPA)	(PCT)

=====

=====

68	SAGBEND	-182.84	-33.97	0.00	0.000	0.572	314.327	22.16	-4.35	61.29	0.00	85.69	19.04
----	---------	---------	--------	------	-------	-------	---------	-------	-------	-------	------	-------	-------

69	SEABED	-188.89	-34.01	0.00	0.000	0.152	320.377	22.16	-4.36	32.67	0.00	57.12	12.69
----	--------	---------	--------	------	-------	-------	---------	-------	-------	-------	------	-------	-------

70	SEABED	-194.94	-34.01	0.00	0.000	-0.009	326.427	22.16	-4.36	7.38	0.00	31.93	7.10
----	--------	---------	--------	------	-------	--------	---------	-------	-------	------	------	-------	------

71	SEABED	-200.99	-34.01	0.00	0.000	-0.025	332.478	22.16	-4.36	-1.23	0.00	25.82	5.74
72	SEABED	-207.04	-34.01	0.00	0.000	-0.011	338.528	22.16	-4.36	-1.57	0.00	26.18	5.82
73	SEABED	-213.09	-34.01	0.00	0.000	-0.001	344.578	22.16	-4.36	-0.57	0.00	25.19	5.60
74	SEABED	-219.14	-34.01	0.00	0.000	0.001	350.628	22.16	-4.36	-0.04	0.00	24.67	5.48
75	SEABED	-225.19	-34.01	0.00	0.000	0.001	356.678	22.16	-4.36	0.06	0.00	24.69	5.49
76	SEABED	-231.24	-34.01	0.00	0.000	0.000	362.728	22.16	-4.36	0.03	0.00	24.66	5.48
77	SEABED	-237.29	-34.01	0.00	0.000	0.000	368.778	22.16	-4.36	0.01	0.00	24.64	5.47
78	SEABED	-243.34	-34.01	0.00	0.000	0.000	374.828	22.16	-4.36	0.00	0.00	24.63	5.47
79	SEABED	-249.39	-34.01	0.00	0.000	0.000	380.878	22.16	-4.36	0.00	0.00	24.63	5.47
80	SEABED	-255.44	-34.01	0.00	0.000	0.000	386.928	22.16	-4.36	0.00	0.00	24.63	5.47
81	SEABED	-261.49	-34.01	0.00	0.000	0.000	392.978	22.16	-4.36	0.00	0.00	24.63	5.47

=====

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG DATE - 10/28/2018 TIME - 17:24: 3 PAGE 38

PROJECT - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM

JOB NO. - PRRP

USER ID - AA

LICENSED BY - -

CASE 1

=====

=====

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

=====

=====

NODE	PIPE	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE	BENDING MOMENTS		
NO.	SECTION	COORD	COORD	COORD	VERT	HORIZ	VERT	HORIZ	TENSION	VERT	HORIZ	TOTAL
		(M)	(M)	(M)	(KN)	(KN)	(M)	(M)	(KN)	(KN-M)	(KN-M)	(KN-M)

=====

=====

1	LAYBARGE	127.18	10.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	LAYBARGE	124.82	10.13	0.00	9.99	0.00	0.00	0.00	-0.34	-5.09	0.00	5.09
5	LAYBARGE	120.42	9.82	0.00	8.99	0.00	0.00	0.00	-0.97	-1.09	0.00	1.09
7	LAYBARGE	113.43	9.32	0.00	10.21	0.00	0.00	0.00	-1.96	-10.03	0.00	10.03

9	LAYBARGE	111.08	9.15	0.00	12.88	0.00	0.00	0.00	-2.30	-10.87	0.00	10.87
11	LAYBARGE	100.06	8.36	0.00	23.68	0.00	0.00	0.00	-3.88	-19.84	0.00	19.84
13	LAYBARGE	88.09	7.51	0.00	24.77	0.00	0.00	0.00	-5.59	-21.91	0.00	21.91
15	LAYBARGE	76.15	6.65	0.00	20.11	0.00	0.00	0.00	-7.28	-13.44	0.00	13.44
17	LAYBARGE	64.36	5.81	0.00	35.24	0.00	0.00	0.00	-8.99	-43.77	0.00	43.77
19	TENSIONR	51.19	4.87	0.00	-3.56	0.00	0.00	0.00	164.42	49.94	0.00	49.94
21	TENSIONR	38.72	4.06	0.00	74.77	0.00	0.00	0.00	337.17	-189.35	0.00	189.35
23	LAYBARGE	27.08	2.89	0.00	2.66	0.00	0.00	0.00	335.51	12.58	0.00	12.58
25	LAYBARGE	15.64	1.72	0.00	13.83	0.00	0.00	0.00	333.19	5.54	0.00	5.54
27	LAYBARGE	4.23	0.59	0.00	18.99	0.00	0.00	0.00	330.80	-96.92	0.00	96.92
29	LAYBARGE	0.94	0.23	0.00	17.30	0.00	0.00	0.00	329.99	-125.32	0.00	125.32
32	STINGER	-11.14	-1.47	0.00	52.06	0.00	0.00	0.00	327.79	-244.94	0.00	244.94
35	STINGER	-18.14	-2.80	0.00	0.00	0.00	0.57	0.00	327.37	-127.41	0.00	127.41
38	STINGER	-26.84	-4.71	0.00	0.00	0.00	0.71	0.00	325.92	-112.84	0.00	112.84
41	STINGER	-35.69	-6.94	0.00	58.49	0.00	0.00	0.00	323.49	-246.97	0.00	246.97
43	STINGER	-40.34	-8.30	0.00	0.00	0.00	0.54	0.00	323.06	-129.96	0.00	129.96
45	SAGBEND	-46.37	-10.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	321.80	-33.73	0.00	33.73
46	SAGBEND	-52.13	-12.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	320.37	18.89	0.00	18.89
47	SAGBEND	-57.90	-13.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	318.91	48.07	0.00	48.07
48	SAGBEND	-63.68	-15.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	317.50	64.90	0.00	64.90

49	SAGBEND	-69.48	-17.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	316.13	74.80	0.00	74.80
50	SAGBEND	-75.30	-19.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	314.84	80.73	0.00	80.73
51	SAGBEND	-81.14	-20.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	313.60	84.39	0.00	84.39
52	SAGBEND	-87.00	-22.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	312.43	86.74	0.00	86.74
53	SAGBEND	-92.89	-23.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	311.33	88.31	0.00	88.31
54	SAGBEND	-98.79	-24.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	310.30	89.43	0.00	89.43
55	SAGBEND	-104.71	-26.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	309.33	90.27	0.00	90.27
56	SAGBEND	-110.65	-27.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	308.44	90.93	0.00	90.93
57	SAGBEND	-116.61	-28.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	307.61	91.46	0.00	91.46
58	SAGBEND	-122.58	-29.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	306.86	91.88	0.00	91.88
59	SAGBEND	-128.57	-30.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	306.17	92.19	0.00	92.19
60	SAGBEND	-134.56	-30.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	305.56	92.39	0.00	92.39
61	SAGBEND	-140.57	-31.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	305.02	92.39	0.00	92.39
62	SAGBEND	-146.59	-32.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	304.55	92.10	0.00	92.10
63	SAGBEND	-152.62	-32.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	304.15	91.33	0.00	91.33
64	SAGBEND	-158.66	-33.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.82	89.77	0.00	89.77
65	SAGBEND	-164.70	-33.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.57	86.87	0.00	86.87
66	SAGBEND	-170.74	-33.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.39	81.69	0.00	81.69
67	SAGBEND	-176.79	-33.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.28	72.61	0.00	72.61

=====

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION NO. - 2.07 HG DATE - 10/28/2018 TIME - 17:24: 3 PAGE 39

PROJECT - OFFSHORE PIPELAY ANALYSIS SYSTEM

JOB NO. - PRRP

USER ID - AA

LICENSED BY - -

CASE 1

=====

=====

MAXIMUM DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES

=====

=====

NODE	PIPE	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE	BENDING MOMENTS		
NO.	SECTION	COORD	COORD	COORD	VERT	HORIZ	VERT	HORIZ	TENSION	VERT	HORIZ	TOTAL
		(M)	(M)	(M)	(KN)	(KN)	(M)	(M)	(KN)	(KN-M)	(KN-M)	(KN-M)

=====

=====

68	SAGBEND	-182.84	-33.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.24	56.96	0.00	56.96
----	---------	---------	--------	------	------	------	------	------	--------	-------	------	-------

69	SEABED	-188.89	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.24	30.37	0.00	30.37
----	--------	---------	--------	------	------	------	------	------	--------	-------	------	-------

70	SEABED	-194.94	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	6.86	0.00	6.86
----	--------	---------	--------	------	------	------	------	------	--------	------	------	------

71	SEABED	-200.99	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	-1.14	0.00	1.14
72	SEABED	-207.04	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	-1.46	0.00	1.46
73	SEABED	-213.09	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	-0.53	0.00	0.53
74	SEABED	-219.14	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	-0.04	0.00	0.04
75	SEABED	-225.19	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	0.06	0.00	0.06
76	SEABED	-231.24	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	0.03	0.00	0.03
77	SEABED	-237.29	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	0.01	0.00	0.01
78	SEABED	-243.34	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	0.00	0.00	0.00
79	SEABED	-249.39	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	0.00	0.00	0.00
80	SEABED	-255.44	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	0.00	0.00	0.00
81	SEABED	-261.49	-34.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	303.26	0.00	0.00	0.00

LAMPIRAN D

HASIL PERHITUNGAN COMBINED LOADING UNTUK PENGECEKAN BUCKLING

Perhitungan Combined Load

Kedalaman 34 m

Radius Curvature of Stinger 170 m

Data

OD	=	0.32385	m	
ID	=	0.29845	m	
t	=	0.0127	m	
E	=	207000	Mpa	
ν	=	0.3		
SMYS	=	450	MPa	
SMTS	=	535	MPa	
f_y , temp	=	0		
f_u , temp	=	0		
ρ_w	=	1025	Kg/m ³	
g	=	9.81	m/s ²	
Wd	=	34	m	
fo	=	0.005		DNV-OS-F101 E1100
α_u	=	0.96		Tabel 5-6 DNV-OS-F101
γ_{SC}	=	1.04		Tabel 5-5 DNV-OS-F101
γ_m	=	1		Tabel 5-4 DNV-OS-F101
α_{fab}	=	0.93		Tabel 5-7 DNV-OS-F101
f_y	=	432	MPa	Pers. 5.5 DNV-OS-F101
f_u	=	513.6	MPa	Pers. 5.6 DNV-OS-F101

Design Load Factor

γ_c	=	1.07		Tabel 4-5 DNV-OS-F101
γ_F	=	1		Tabel 4-4 DNV-OS-F101

Bending Moment and Axial Force

Mf	299.39	kNm	Output OFFPipe
Sf	324.16	Nm	Output OFFPipe
Mp	531.1621	kNm	Pers. 5.20 DNV-OS-F101
SP	5360.273	Nm	Pers. 5.21 DNV-OS-F101
Msd	320.3473		Pers. 4.5 DNV-OS-F101
Ssd	346.8512		Pers. 4.5 DNV-OS-F101

Parameter

β	0.383333		Pers. 5.24 DNV-OS-F101
ac	1.072407		Pers. 5.22 DNV-OS-F101

System Collapse Calculation

Pel	27.43711	MPa	Pers. 5.11 DNV-OS-F101
Pp	31.51059	MPa	Pers. 5.12 DNV-OS-F101
b	-27.4371	MPa	
	-		
c	1.10E+03	MPa ²	

d	27242.78	MPa ³
u	2.84E+02	MPa ²
v	7.81E+03	MPa ³
φ	1.65E+01	
γ	9.086859	Mpa

Maka,

Pc	18.23256	MPa	Pers. 13.13 DNV-OS-F101
Pe	0.422	MPa	

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{P_s - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1$$

Local Buckling Check = 0.34670766 ≤ 1 Memenuhi

Perhitungan Combined Load

Kedalaman 38 m

Radius Curvature of Stinger 170 m

Data

OD	=	0.32385	m	
ID	=	0.29845	m	
t	=	0.0127	m	
E	=	207000	Mpa	
ν	=	0.3		
SMYS	=	450	MPa	
SMTS	=	535	MPa	
f _{y, temp}	=	0		
f _{u, temp}	=	0		
ρ _w	=	1025	Kg/m ²	
g	=	9.81	m/s ²	
Wd	=	38	m	
fo	=	0.005		DNV-OS-F101 E1100
α _u	=	0.96		Tabel 5-6 DNV-OS-F101
γ _{SC}	=	1.04		Tabel 5-5 DNV-OS-F101
γ _m	=	1		Tabel 5-4 DNV-OS-F101
α _{fab}	=	0.93		Tabel 5-7 DNV-OS-F101
f _y	=	432	MPa	Pers. 5.5 DNV-OS-F101
f _u	=	513.6	MPa	Pers. 5.6 DNV-OS-F101

Design Load Factor

γ _c	=	1.07	Tabel 4-5 DNV-OS-F101
----------------	---	------	-----------------------

γ_F = 1 Tabel 4-4 DNV-OS-F101

Bending Moment and Axial Force

Mf	304.51	kNm	Output OFFPipe
Sf	323.46	Nm	Output OFFPipe
Mp	531.1621	kNm	Pers. 5.20 DNV-OS-F101
SP	5360.273	Nm	Pers. 5.21 DNV-OS-F101
Msd	325.8257		Pers. 4.5 DNV-OS-F101
Ssd	346.1022		Pers. 4.5 DNV-OS-F101

Parameter

β	0.383333	Pers. 5.24 DNV-OS-F101
ac	1.072407	Pers. 5.22 DNV-OS-F101

System Collapse Calculation

Pel	27.43711	MPa	Pers. 5.11 DNV-OS-F101
Pp	31.51059	MPa	Pers. 5.12 DNV-OS-F101
b	-27.4371	MPa	
c	1.10E+03	MPa ²	
d	27242.78	MPa ³	
u	2.84E+02	MPa ²	
v	7.81E+03	MPa ³	
ϕ	1.65E+01		
y	9.086859	Mpa	

Maka,

Pc	18.23256	MPa	Pers. 13.13 DNV-OS-F101
Pe	0.3821	MPa	

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{p_e - p_{min}}{p_c(t_2)} \right)^2 \leq 1$$

Local Buckling Check = 0.35856645 ≤ 1 Memenuhi

Perhitungan Combined Load

Kedalaman 34 m

Radius Curvature of Stinger 170 m

Data

OD	=	0.32385	m
ID	=	0.29845	m
t	=	0.0127	m

E	=	207000	Mpa	
v	=	0.3		
SMYS	=	450	MPa	
SMTS	=	535	MPa	
fy, temp	=	0		
fu, temp	=	0		
ρ_w	=	1025	Kg/m ²	
g	=	9.81	m/s ²	
Wd	=	34	m	
fo	=	0.005		DNV-OS-F101 E1100
α_u	=	0.96		Tabel 5-6 DNV-OS-F101
γ_{SC}	=	1.04		Tabel 5-5 DNV-OS-F101
γ_m	=	1		Tabel 5-4 DNV-OS-F101
α_{fab}	=	0.93		Tabel 5-7 DNV-OS-F101
fy	=	432	MPa	Pers. 5.5 DNV-OS-F101
fu	=	513.6	MPa	Pers. 5.6 DNV-OS-F101

Design Load Factor

γ_c	=	1.07		Tabel 4-5 DNV-OS-F101
γ_F	=	1		Tabel 4-4 DNV-OS-F101

Bending Moment and Axial Force

Mf	304.51	kNm	Output OFFPipe
Sf	322.91	Nm	Output OFFPipe
Mp	531.1621	kNm	Pers. 5.20 DNV-OS-F101
SP	5360.273	Nm	Pers. 5.21 DNV-OS-F101
Msd	325.8257		Pers. 4.5 DNV-OS-F101
Ssd	345.5137		Pers. 4.5 DNV-OS-F101

Parameter

β	0.383333		Pers. 5.24 DNV-OS-F101
ac	1.072407		Pers. 5.22 DNV-OS-F101

System Collapse Calculation

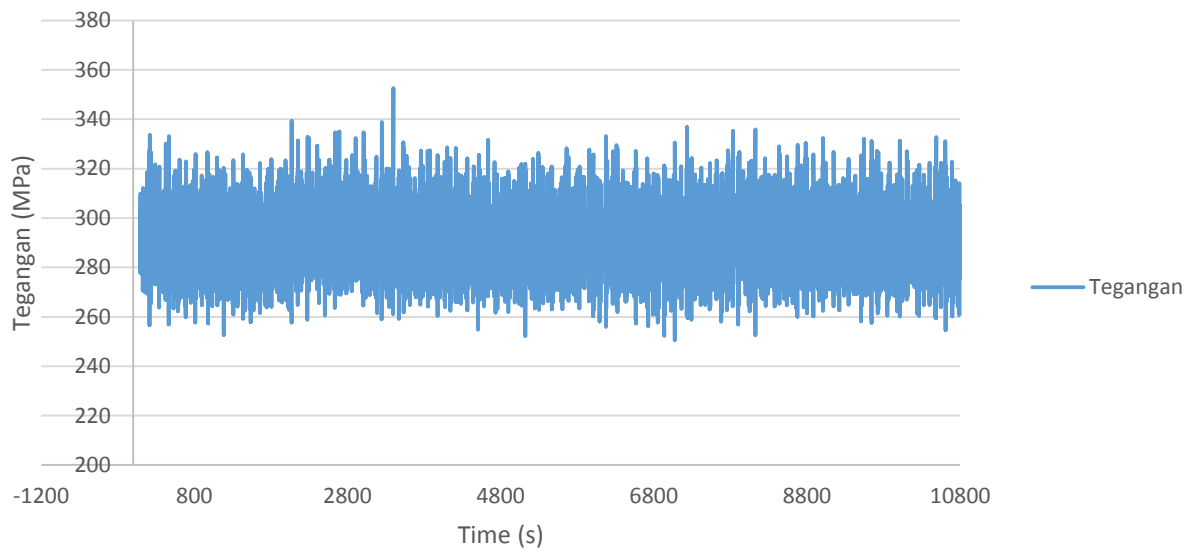
Pel	27.43711	MPa	Pers. 5.11 DNV-OS-F101
Pp	31.51059	MPa	Pers. 5.12 DNV-OS-F101
b	-27.4371	MPa	
	-		
c	1.10E+03	MPa ²	
d	27242.78	MPa ³	
	-		
u	2.84E+02	MPa ²	
v	7.81E+03	MPa ³	
	-		
ϕ	1.65E+01		
y	9.086859	Mpa	
Maka,			
Pc	18.23256	MPa	Pers. 13.13 DNV-OS-F101
Pe	0.3418	MPa	

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{p_e - p_{min}}{p_c(t_2)} \right)^2 \leq 1$$

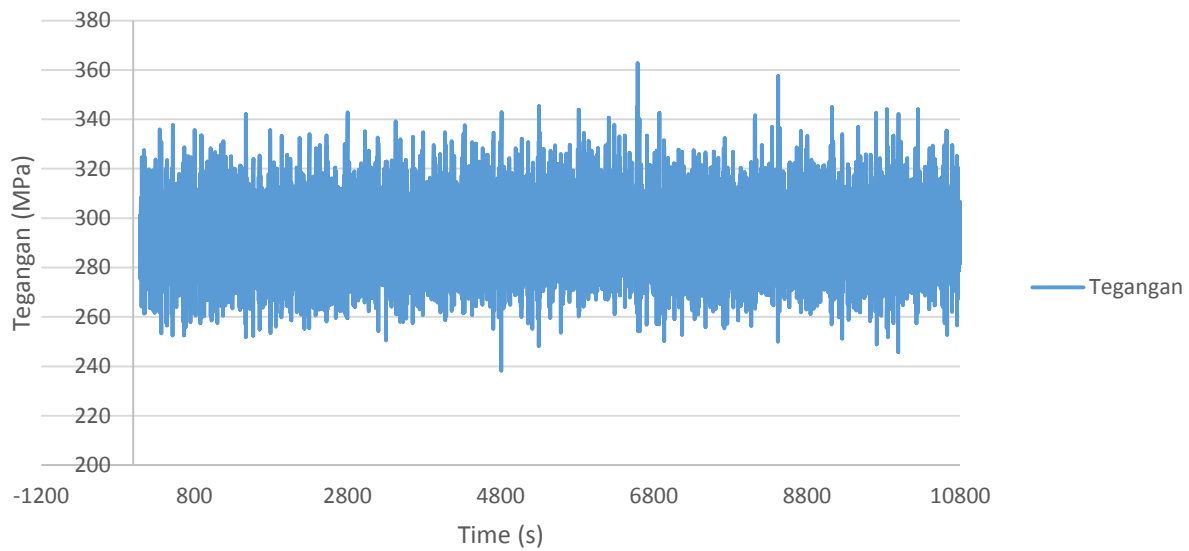
Local Buckling Check = 0.3585505 ≤ 1 Memenuhi

LAMPIRAN E
HASIL OUTPUT TIME HISTORY TEGANGAN

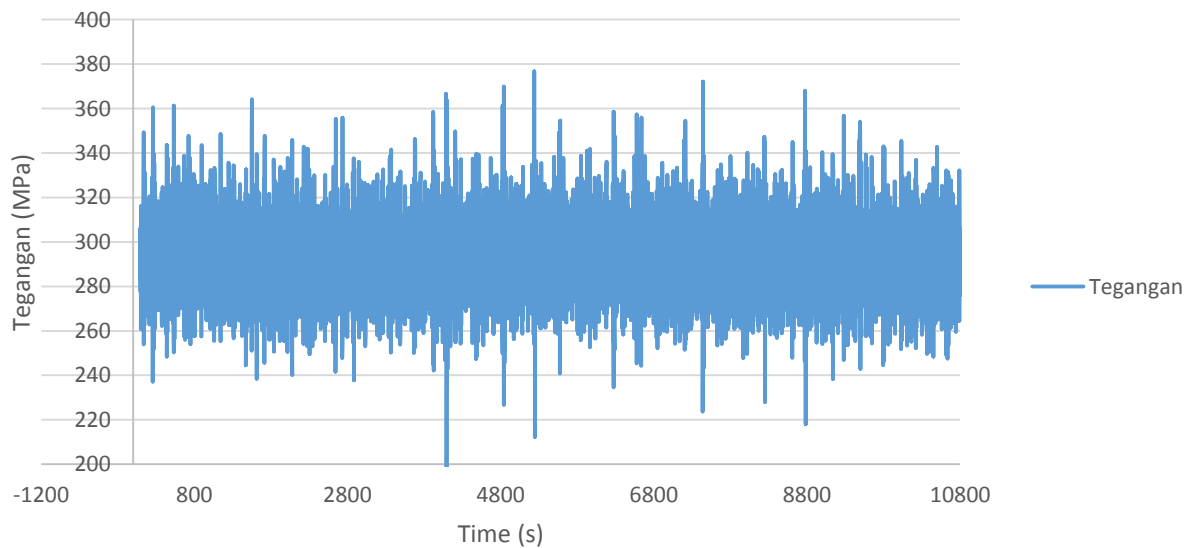
Kedalaman 34 m, Curvature 150 m, Hs = 1.8 m



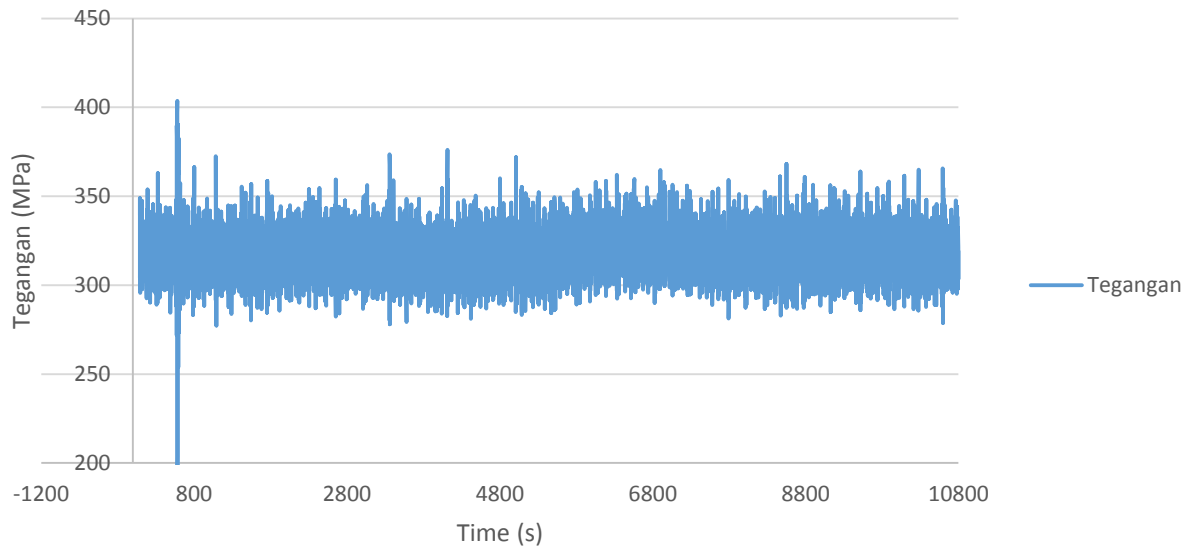
Kedalaman 34 m, Curvature 150 m, Hs = 2 m



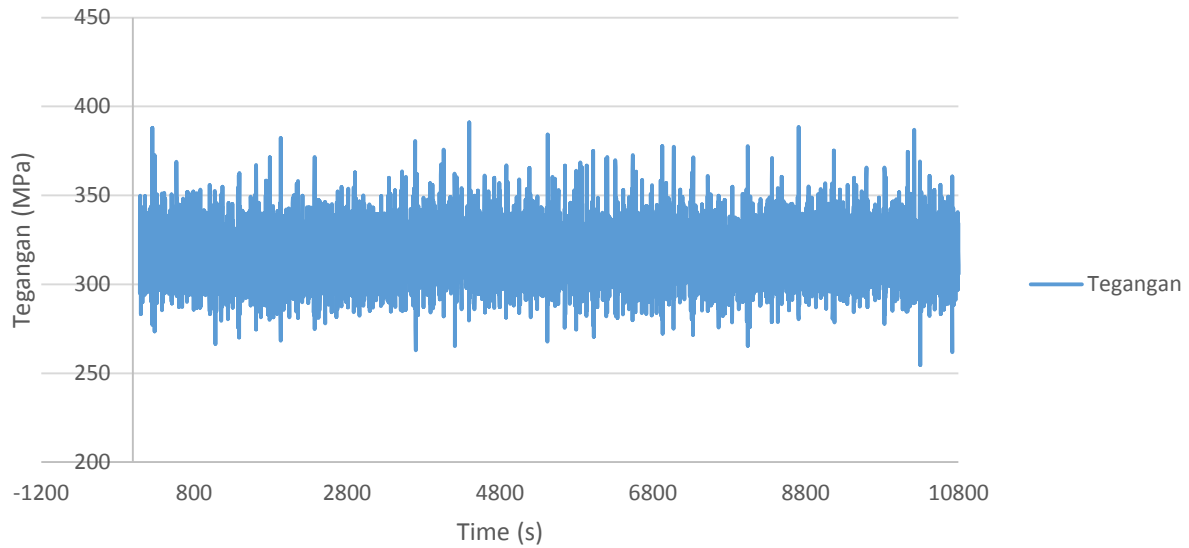
Kedalaman 34 m, Curvature 150 m, Hs = 2.2 m



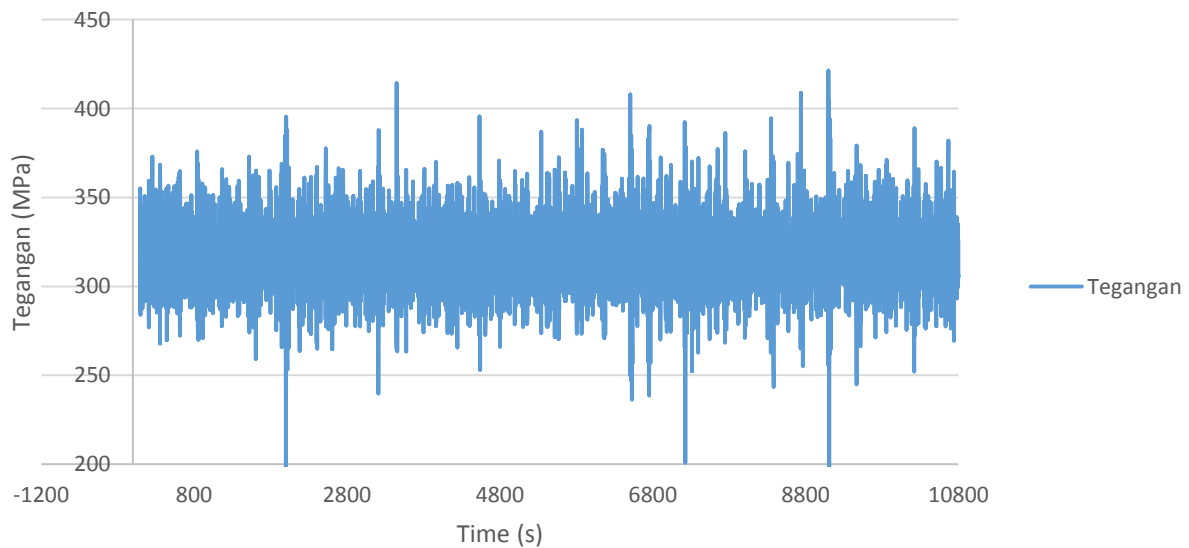
Kedalaman 34 m, Curvature 160 m, Hs = 1.8 m



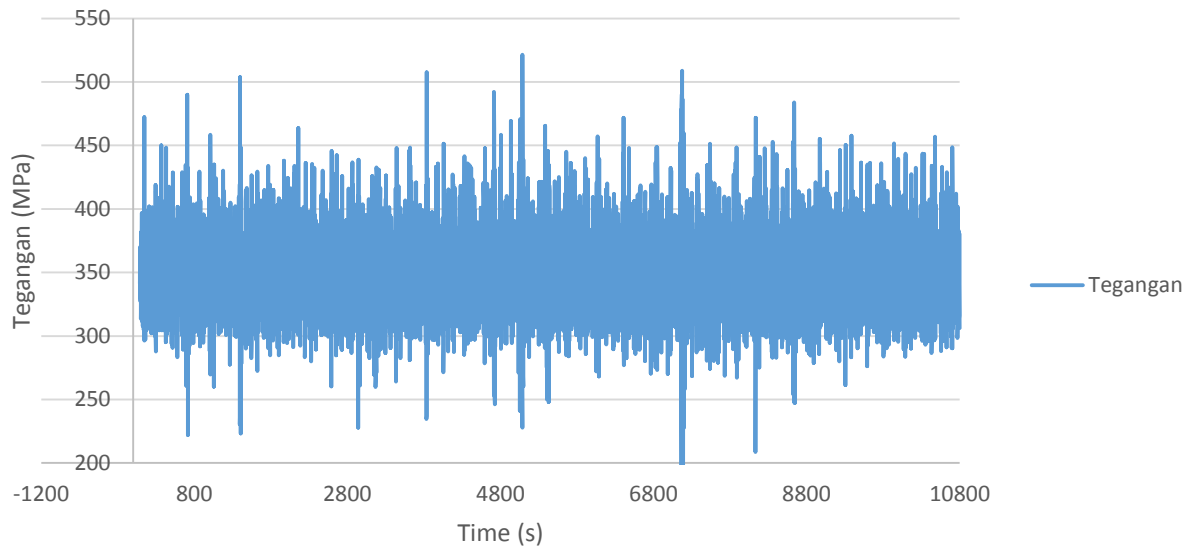
Kedalaman 34 m, Curvature 160 m, Hs = 2 m



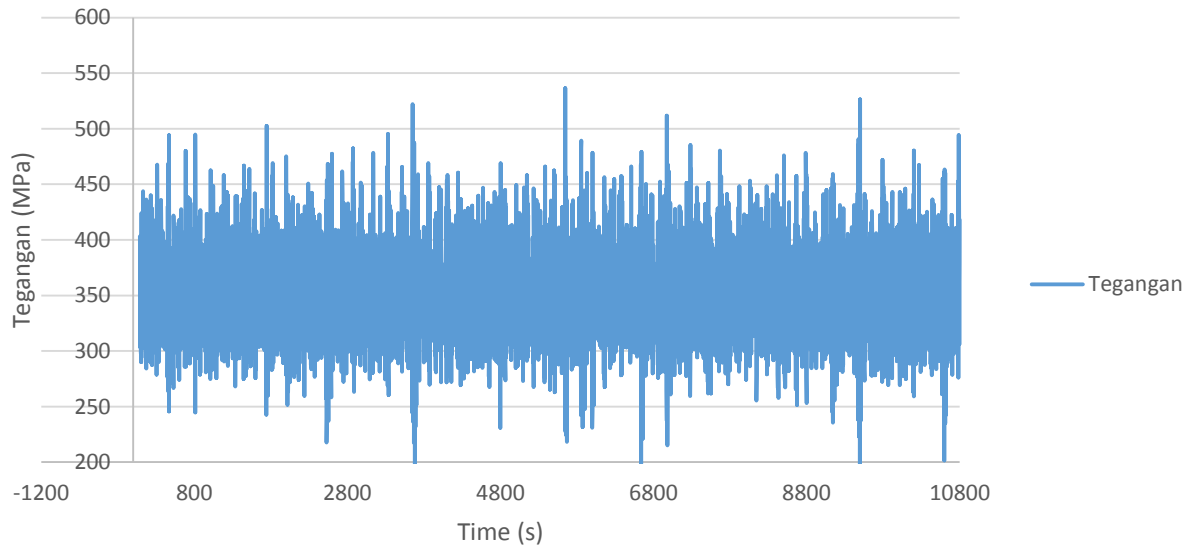
Kedalaman 34 m, Curvature 160 m, Hs = 2.2 m



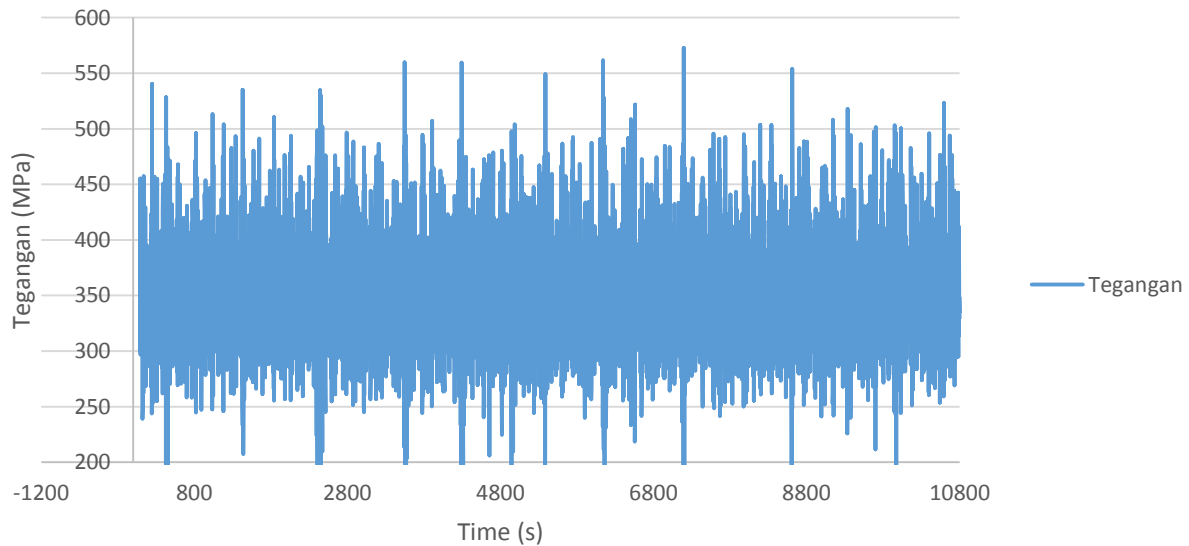
Kedalaman 34 m, Curvature 170 m, Hs = 1.8 m



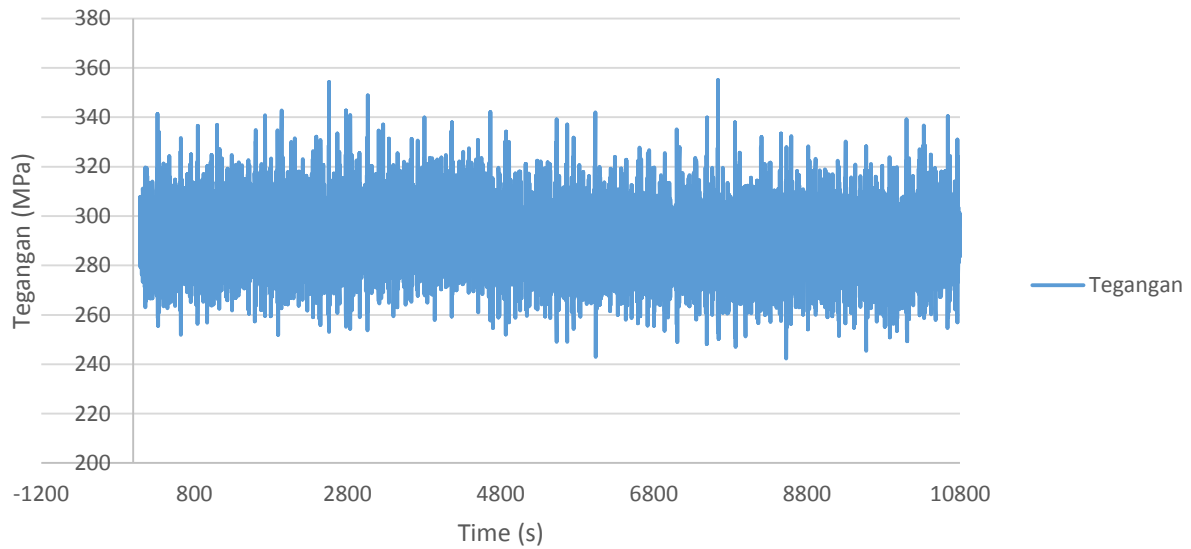
Kedalaman 34 m, Curvature 170 m, Hs = 2 m



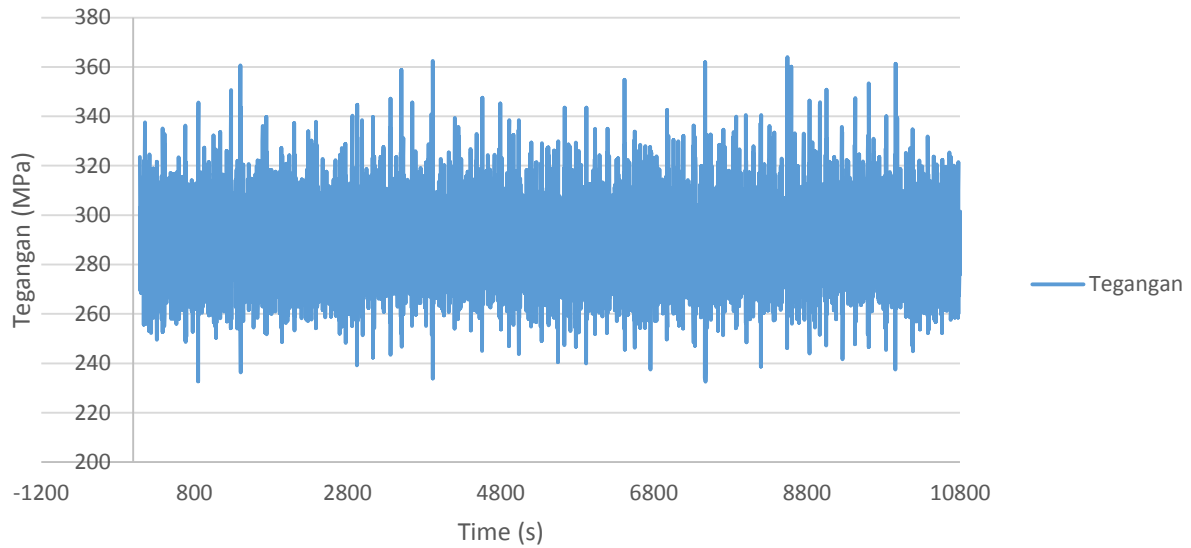
Kedalaman 34 m, Curvature 170 m, Hs = 2.2 m



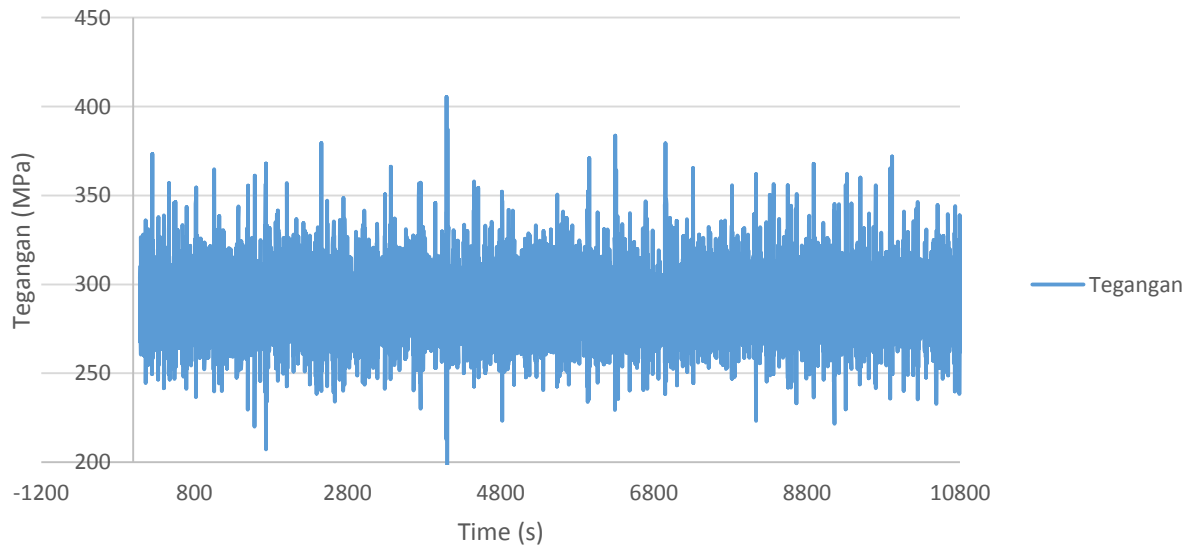
Kedalaman 38 m, Curvature 150 m, Hs = 1.8 m



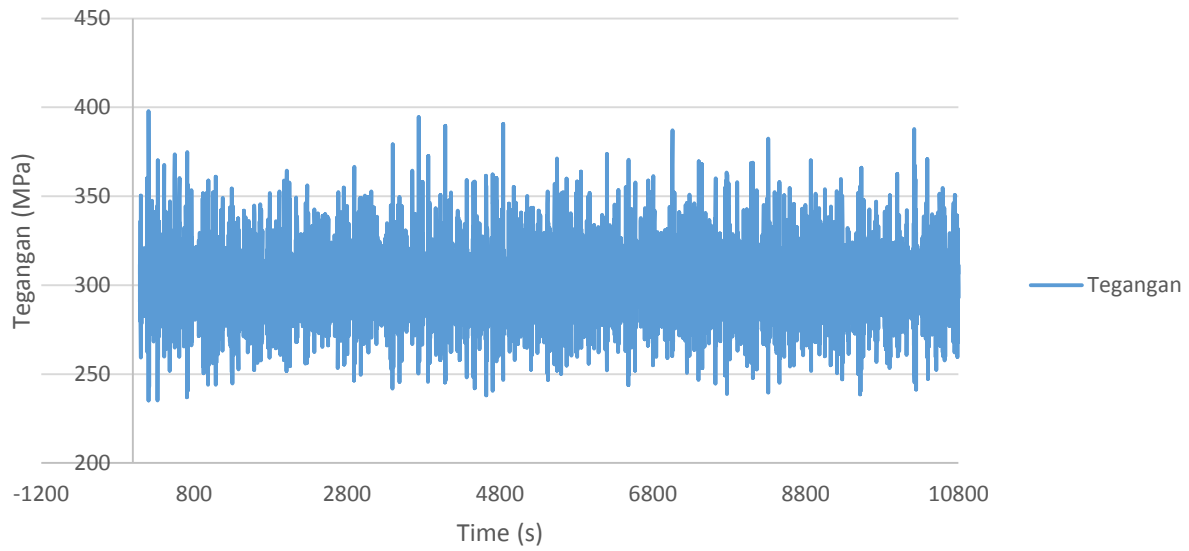
Kedalaman 38 m, Curvature 150 m, Hs = 2 m



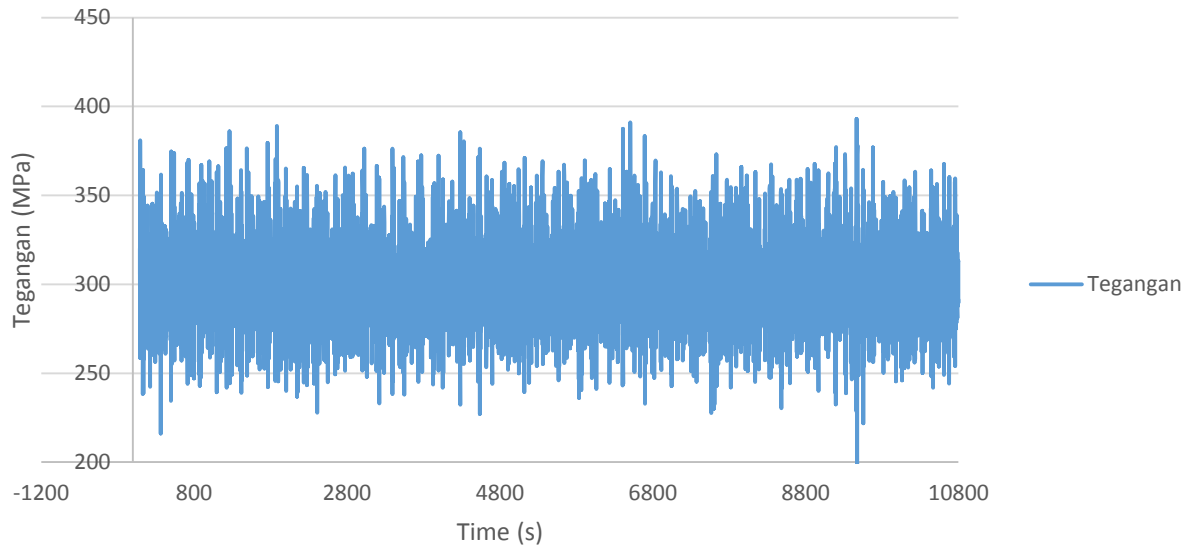
Kedalaman 38 m, Curvature 150 m, Hs = 2.2 m



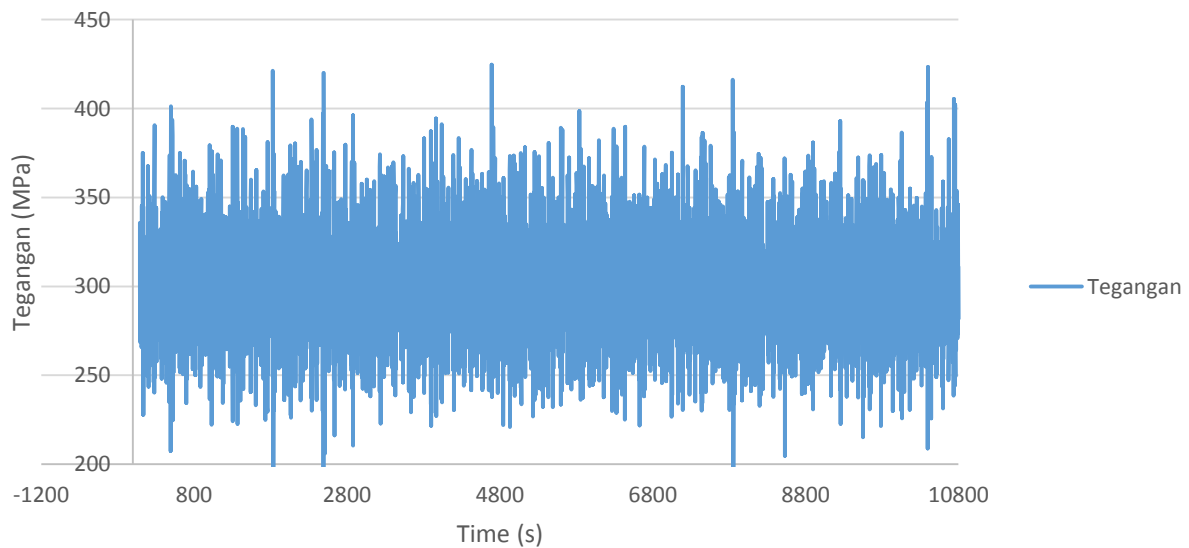
Kedalaman 38 m, Curvature 160 m, Hs = 1.8 m



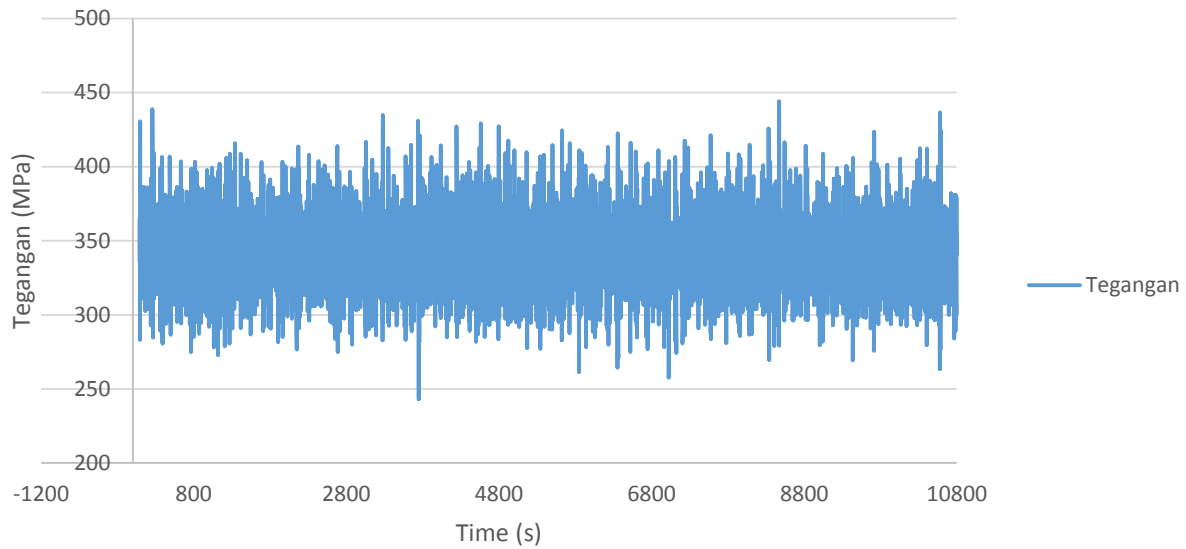
Kedalaman 38 m, Curvature 160 m, Hs = 2 m



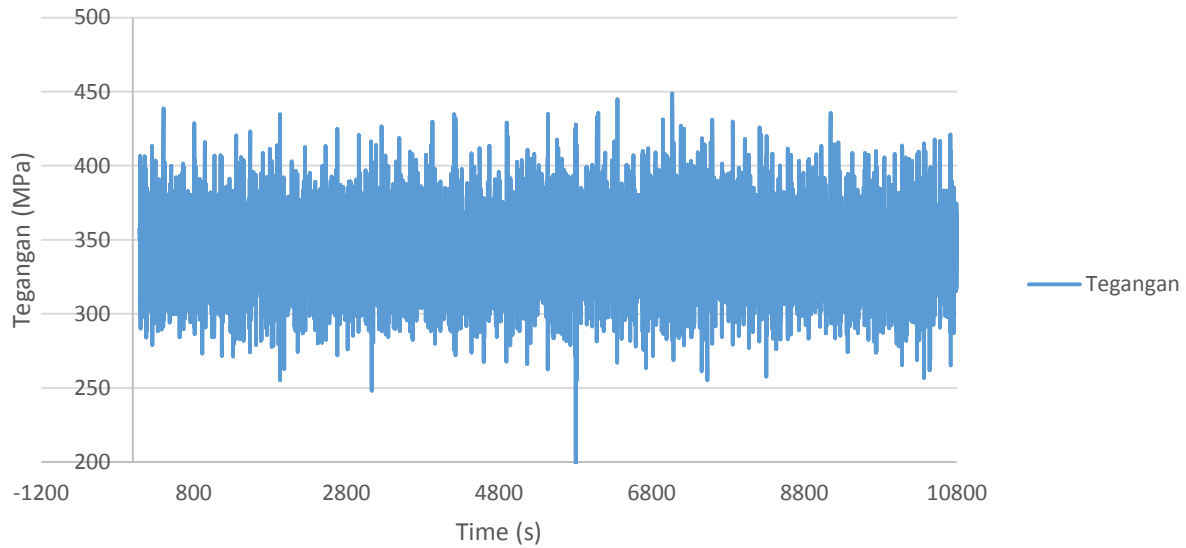
Kedalaman 38 m, Curvature 160 m, Hs = 2.2 m



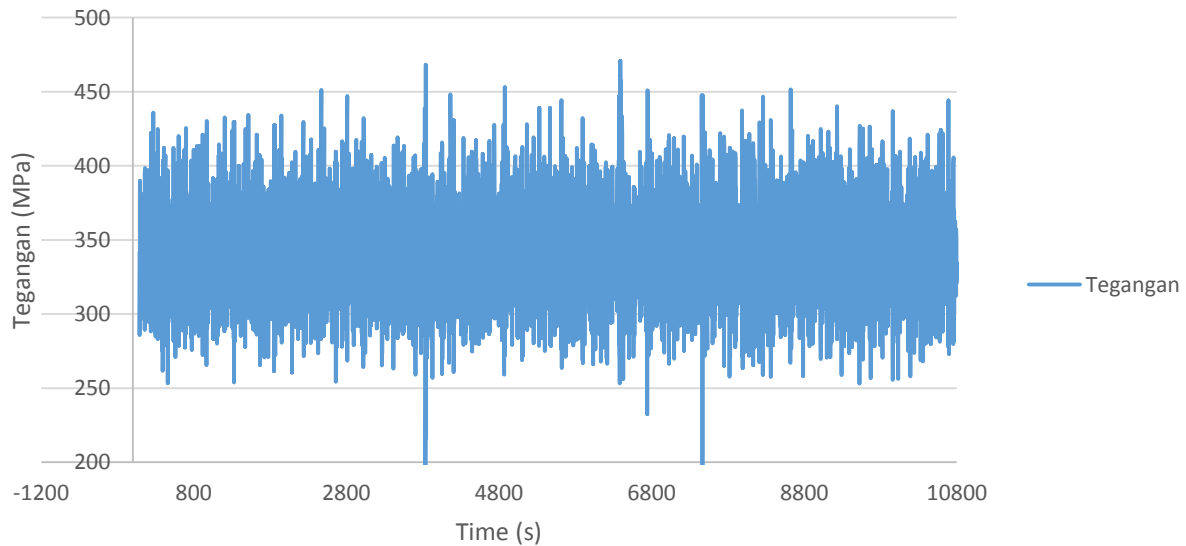
Kedalaman 38 m, Curvature 170 m, Hs = 1.8 m



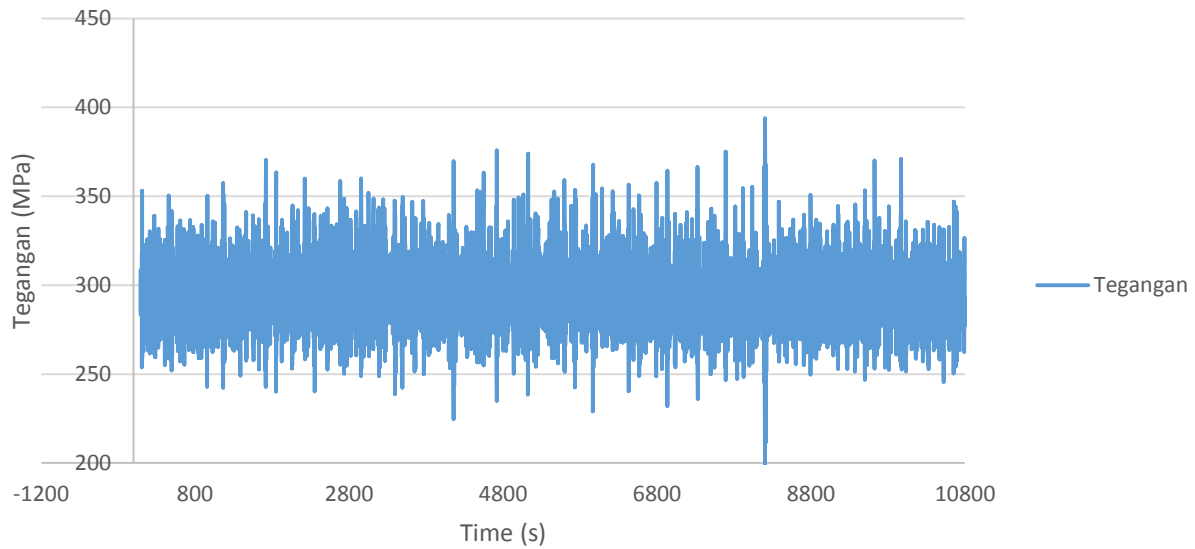
Kedalaman 38 m, Curvature 170 m, Hs = 2 m



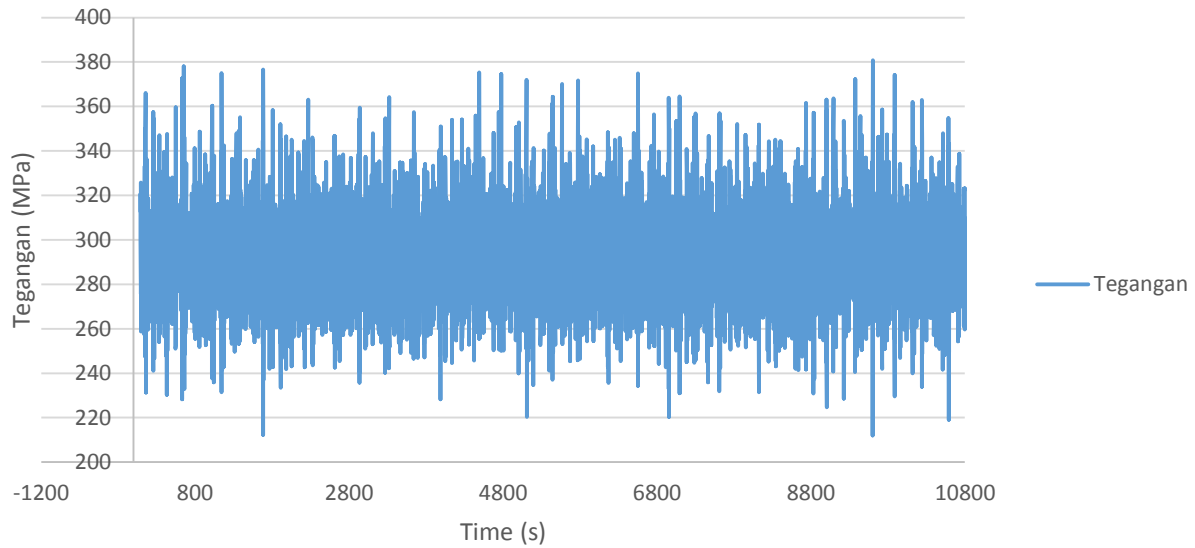
Kedalaman 38 m, Curvature 170 m, Hs = 2.2 m



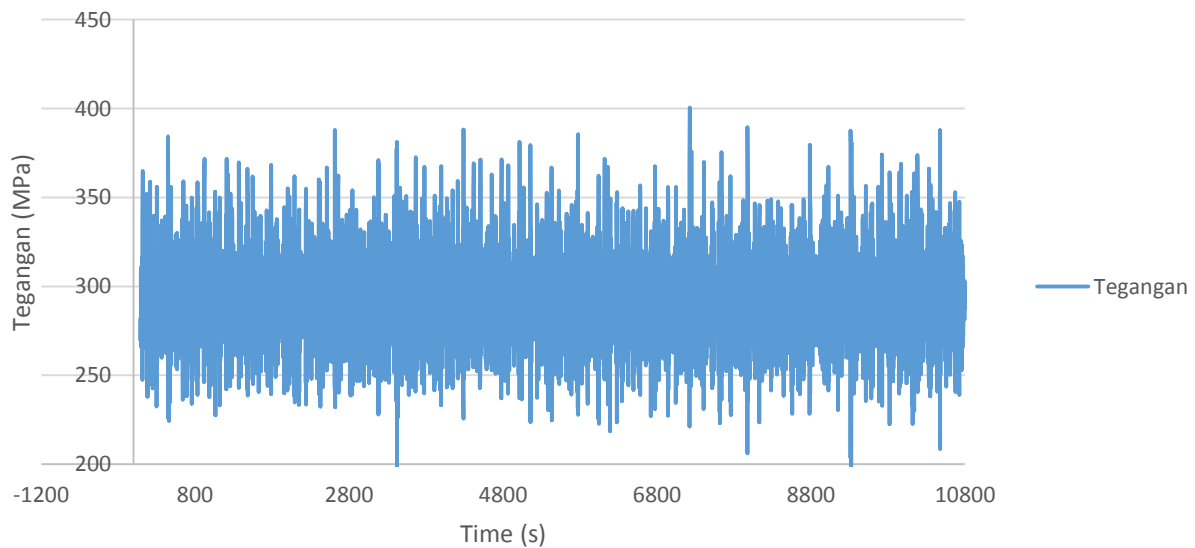
Kedalaman 42 m, Curvature 150 m, Hs = 1.8 m



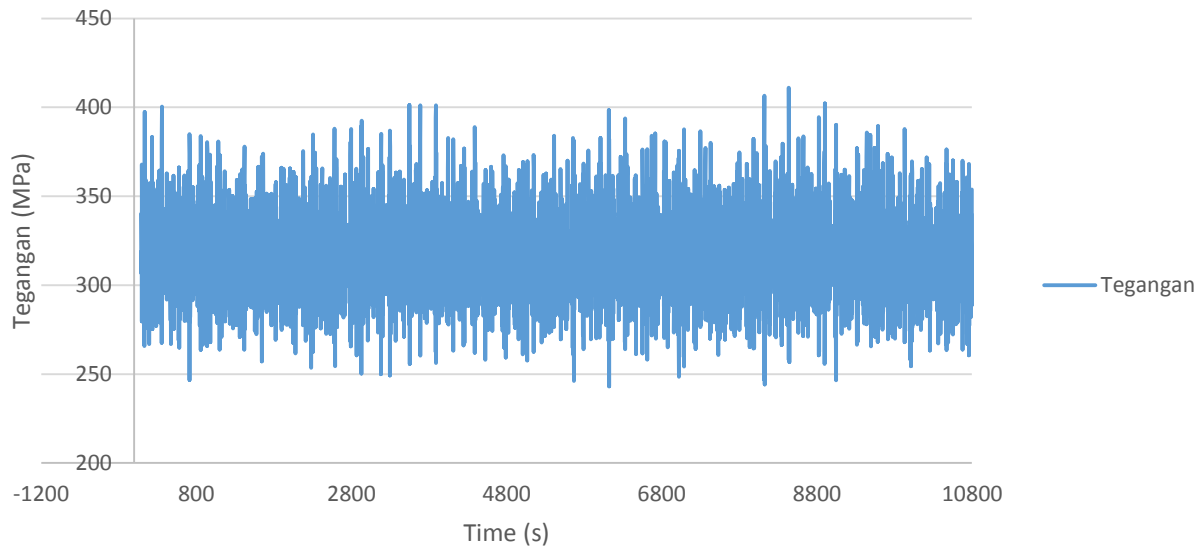
Kedalaman 42 m, Curvature 150 m, Hs = 2 m



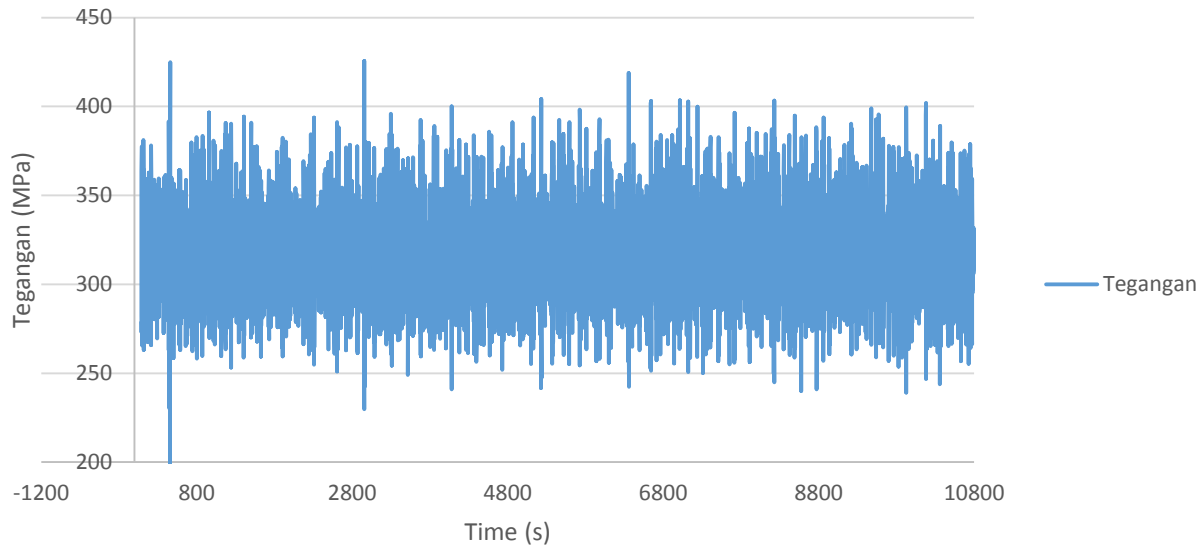
Kedalaman 42 m, Curvature 150 m, Hs = 2.2 m



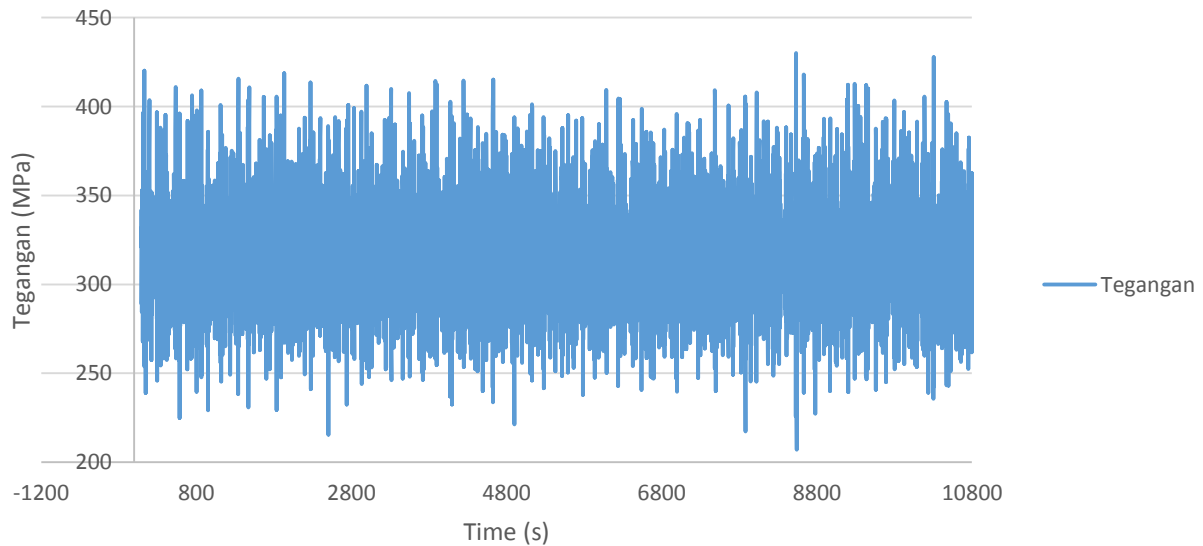
Kedalaman 42 m, Curvature 160 m, Hs = 1.8 m



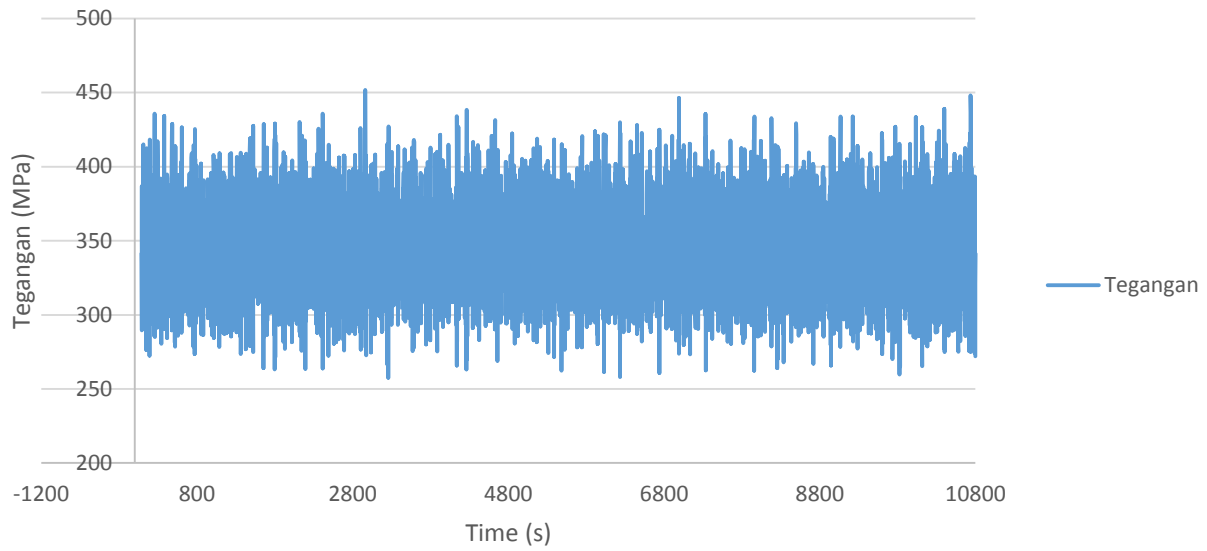
Kedalaman 42 m, Curvature 160 m, Hs = 2 m



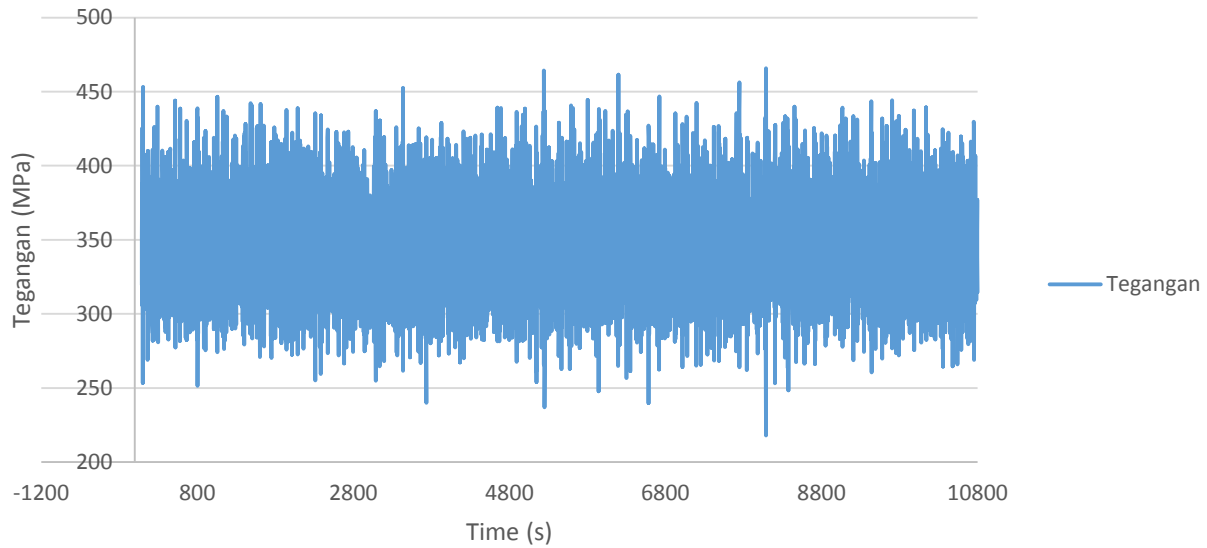
Kedalaman 42 m, Curvature 160 m, Hs = 2.2 m



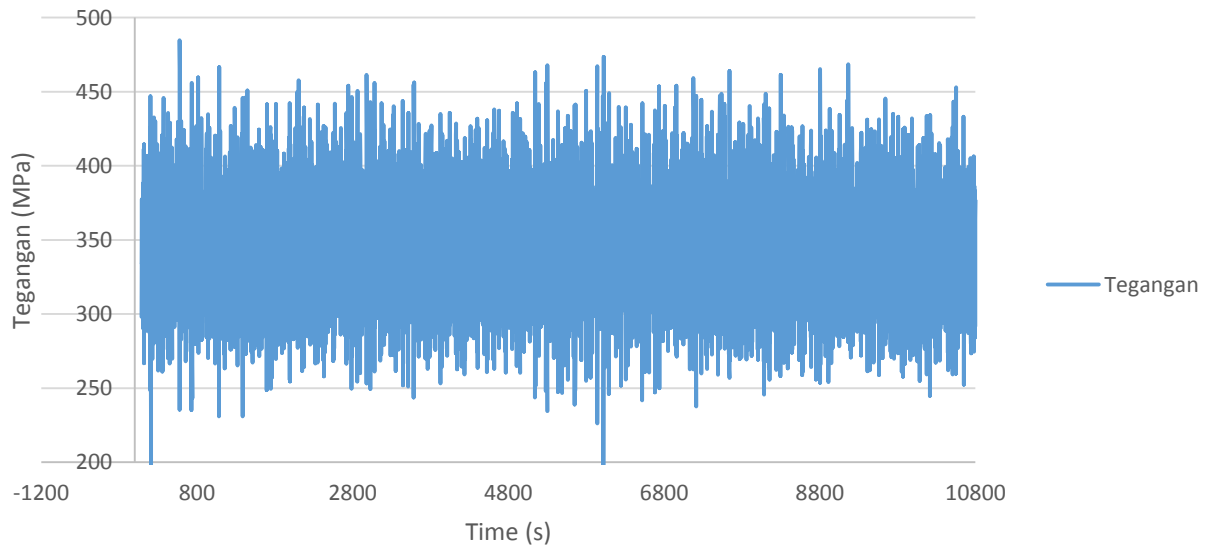
Kedalaman 42 m, Curvature 170 m, Hs = 1.8 m



Kedalaman 42 m, Curvature 170 m, Hs = 2 m



Kedalaman 42 m, Curvature 170 m, Hs = 2.2 m



LAMPIRAN F
HASIL OUTPUT FATIGUE DAMAGE

Depth 34 m
Radius Curvature 150 m
2.2m

Max	Min	Range	n
309.1	304.52	4.58	13
268.14	261.77	6.37	2
295.36	286.15	9.21	521
312.42	274.83	37.59	1277
359.98	319.1	40.88	1
326.08	259.16	66.92	269
346.64	270.7	75.94	4
348.79	247.2	101.59	51
365.77	218.02	147.75	3
376.8	176.22	200.58	1

2m

Max	Min	Range	Cycles
286.78	284.18	2.6	68
297.77	293.22	4.55	201
307.97	276.56	31.41	1845
331.63	262.2	69.43	107
325.19	252.44	72.75	1
341.62	250.45	91.17	17

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
280.5	278.39	2.11	9
296.51	286.58	9.93	686
305.95	275.19	30.76	1394
323.28	265.68	57.6	219

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	2308	2114	1814	6236	1592000	3.92E-03
100		125	273	398	199000	2.00E-03
200			55	55	24875	2.21E-03
Total						8.13E-03

Fatigue Life
369.0880989 Jam
15.37867079 Hari

$$FL = \frac{1}{D} \cdot t$$

FL = Fatigue Life (Barge Standby Time (Jam))
D = Fatigue Damage
t = Simulation Time (Jam)

Depth 34 m
Radius Curvature 160 m
2.2m

Max	Min	Range	n
2.82E+02	279.16	2.98	2
3.64E+02	354.59	9.69	5
391.42	379.47	11.95	1
326.54	307.48	19.06	1201
332.28	291.64	40.64	78
3.43E+02	300.24	42.31	307
3.51E+02	285.95	65.07	550
391.15	312.65	78.5	3
389.59	263.17	126.42	12
378.9	252.18	126.72	2
392.48	242.8	149.68	7
404.13	197.26	206.87	2
421.48	146.16	275.32	1

2m

Max	Min	Range	Cycles
337.03	335.28	1.75	2
308.94	305.22	3.72	49
321.88	316.42	5.46	286
336.26	322.1	14.16	8
325.59	305.66	19.93	870
328.88	291.73	37.15	15
337.92	299.91	38.01	681
343.53	288.95	54.58	242
355.88	297.13	58.75	15
358.41	284.44	73.97	86
376.23	279.15	97.08	9
364.58	266.72	97.86	3
380.89	266.99	113.9	10

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
327.32	325.4	1.92	15
319	312.09	6.91	508
369.15	345.77	23.38	2
333.65	302.96	30.69	1835
369.21	290.67	78.54	6
359.15	280.24	78.91	5
376.48	273.88	102.6	7

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	2360	1911	1594	5865	1592000	3.68E-03
100	11	355	553	919	199000	4.62E-03
200	5	3	24	32	24875	1.29E-03
300			3	3	7370.37	4.07E-04
Total						1.00E-02

Fatigue Life
300.1319676 Jam
12.50549865 Hari

Depth 34 m
Radius Curvature 170 m

2.2m

Max	Min	Range	n
332.8	326.31	6.49	89
422.74	415.11	7.63	4
367.19	357.31	9.88	185
2.87E+02	263.4	23.58	1
421.81	369.13	52.68	24
3.78E+02	318.04	59.92	832
469.09	368.24	100.85	6
3.96E+02	279.86	116.17	17
468.63	297.45	171.18	14
438.44	219.28	219.16	1
487.55	206.79	280.76	16

2m

Max	Min	Range	Cycles
308.45	303.35	5.1	10
399.27	387.31	11.96	11
357.48	338.75	18.73	655
431.25	409.36	21.89	2
365.4	314.3	51.1	140
387.27	332.98	54.29	193
399.49	304.05	95.44	872
438.87	339.02	99.85	7
486.5	337.62	148.88	1
443.49	288.46	155.03	75

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
312.05	304.47	7.58	3
383.68	372.98	10.7	23
352.78	336.83	15.95	592
346.03	310.25	35.78	6
434.29	380.01	54.28	3
379.34	324.78	54.56	797
394.73	302.9	91.83	547
424.54	325	99.54	12

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	624	678	279	1581	1592000	9.93E-04
100	1359	1212	856	3427	199000	1.72E-02
200		76	37	113	24875	4.54E-03
300			17	17	7370.37	2.31E-03
Total						2.51E-02

Fatigue Life

119.6962482 Jam
4.987343676 Hari

Depth 38 m
Radius Curvature 150 m
2.2m

Max	Min	Range	n
309.1	304.52	4.58	13
268.14	261.77	6.37	2
295.36	286.15	9.21	521
312.42	274.83	37.59	1277
359.98	319.1	40.88	1
326.08	259.16	66.92	269
346.64	270.7	75.94	4
348.79	247.2	101.59	51
365.77	218.02	147.75	3
376.8	177.22	199.58	1

2m

Max	Min	Range	Cycles
286.78	284.18	2.6	68
297.77	293.22	4.55	201
307.97	276.56	31.41	1845
331.63	262.2	69.43	107
325.19	252.44	72.75	1
341.62	250.45	91.17	17

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
280.5	278.39	2.11	9
296.51	286.58	9.93	686
305.95	275.19	30.76	1394
323.28	265.68	57.6	95

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	2089	2114	1814	6017	1592000	3.78E-03
100	95	125	273	493	199000	2.48E-03
200			55	55	24875	2.21E-03
Total						8.47E-03

Fatigue Life
354.276389 Jam
14.76151621 Hari

Depth 38 m
Radius Curvature 160 m
2.2m

Max	Min	Range	n
357.2	352.39	4.81	2
291.39	285.12	6.27	111
310.7	303.97	6.73	250
345.52	338.03	7.49	2
320.42	278.79	41.63	1268
383.48	321.44	62.04	1
3.33E+02	249.83	83.02	47
3.49E+02	263.16	85.81	188
392.05	230.6	161.45	30
3.80E+02	210.55	169.05	1
408.67	199.76	208.91	6

2m

Max	Min	Range	Cycles
320.35	318.31	2.04	5
274	269.28	4.72	1
305.23	291.58	13.65	879
306.85	271.81	35.04	34
321.25	283.54	37.71	571
333.36	265.14	68.22	606
362.69	251.25	111.44	123
374.79	229.03	145.76	14
392.98	173.2	219.78	1

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
275.12	272.21	2.91	2
308.22	290.97	17.25	1300
311.47	274.94	36.53	93
323.62	284.2	39.42	304
334.38	268.56	65.82	550
365.86	250.78	115.08	43
387.82	237.14	150.68	6

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	1699	1490	1633	4822	1592000	3.03E-03
100	550	606	236	1392	199000	6.99E-03
200	49	137	31	217	24875	8.72E-03
300		1	6	7	7370.37	9.50E-04
Total						1.97E-02

Fatigue Life
152.3056317 Jam
6.346067989 Hari

Depth 38 m
Radius Curvature 170 m
2.2m

Max	Min	Range	n
322.86	316.68	6.18	51
4.00E+02	388.87	11.06	2
351.23	339.57	11.66	470
284.57	267.69	16.88	1
428.31	409.33	18.98	1
3.87E+02	346.08	41.27	8
3.60E+02	314.51	45.96	919
390.52	299.01	91.51	552
374.06	277.62	96.44	7
4.05E+02	274.49	130.99	116
433.35	292.31	141.04	7
435.37	265.99	169.38	40
456.77	212.56	244.21	3
470.83	154.87	315.96	1

2m

Max	Min	Range	Cycles
367.9	363.54	4.36	9
311.1	306.55	4.55	3
346.92	330.98	15.94	889
413.34	379.68	33.66	2
351.83	309.1	42.73	75
367.65	323.44	44.21	427
379.68	301.67	78.01	744
412.68	284.91	127.77	91
397.01	268.28	128.73	1
425.89	261.76	164.13	20
448.83	179.5	269.33	1

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
363.76	361.72	2.04	9
345.65	330.47	15.18	932
349.51	307.1	42.41	21
364.93	321.66	43.27	752
379.23	301.83	77.4	487
409.85	288.29	121.56	90
429.5	257.96	171.54	5

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	1714	1405	1452	4571	1592000	2.87E-03
100	487	744	559	1790	199000	8.99E-03
200	95	112	163	370	24875	1.49E-02
300		1	3	4	7370.37	5.43E-04
400			1	1	3109.375	3.22E-04
Total						2.76E-02

Fatigue Life
108.6763602 Jam

4.528181673 Hari

Depth 42 m
Radius Curvature 150 m

2.2m

Max	Min	Range	n
276.03	270.25	5.78	13
2.99E+02	287.25	11.97	525
309.36	270.79	38.57	873
322.26	283.29	38.97	3
331.49	257.79	73.7	585
3.49E+02	234.76	114.16	51
3.67E+02	245.18	122.16	12
372.64	228.81	143.83	40
394.18	185.8	208.38	2

2m

Max	Min	Range	Cycles
311.94	308.95	2.99	5
297.48	283.15	14.33	744
299.63	263.66	35.97	16
312.06	274.36	37.7	794
324.58	259.07	65.51	500
353.59	244.7	108.89	92
373.57	220.67	152.9	8

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
267.41	263.4	4.01	1
303.8	284.77	19.03	1190
309.71	271.54	38.17	262
318.53	278.79	39.74	111
327.2	265.77	61.43	627
362.32	246.17	116.15	17
370.97	227.98	142.99	6

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	1564	1559	1414	4537	1592000	2.85E-03
100	627	500	585	1712	199000	8.60E-03
200	6	100	103	209	24875	8.40E-03
300			2	2	7370.37	2.71E-04
Total						2.01E-02

Fatigue Life
149.0590181 Jam
6.210792422 Hari

Depth 42 m
Radius Curvature 160 m

2.2m

Max	Min	Range	n
3.54E+02	351.79	2.09	2
295.27	292.78	2.49	19
3.24E+02	310.26	14.1	577
348.62	307.13	41.49	18
332.77	291.24	41.53	599
3.58E+02	277.9	80.5	761
339.58	257.33	82.25	1
374.8	251.9	122.9	45
393.99	264.47	129.52	29
4.00E+02	244.87	155.59	82
430.03	207.11	222.92	1

2m

Max	Min	Range	Cycles
295.48	294.05	1.43	7
356.25	349.29	6.96	2
324.75	307.44	17.31	862
331.52	291.42	40.1	399
345.49	301.54	43.95	53
355.95	280.72	75.23	798
376.36	252.65	123.71	5
389.06	262.06	127	37
396.97	246.5	150.47	26
425.59	195.54	230.05	1

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
342.6	338.98	3.62	4
321.5	305.6	15.9	788
322.65	283.26	39.39	13
337.71	296.95	40.76	856
351.93	279.83	72.1	477
384.37	290.2	94.17	1
380.77	264.83	115.94	83
404.4	245.03	159.37	4

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	1661	1323	1215	4199	1592000	2.64E-03
100	478	798	762	2038	199000	1.02E-02
200	87	68	156	311	24875	1.25E-02
300		1	1	2	7370.37	2.71E-04
Total						2.57E-02

Fatigue Life
116.9470359 Jam
4.872793163 Hari

Depth 42 m
Radius Curvature 170 m
2.2m

Max	Min	Range	n
331.37	325.18	6.19	79
3.57E+02	348.53	8.61	229
4.26E+02	377.87	48.32	1
367.42	316.67	50.75	1000
379.14	284.15	94.99	43
399.31	301.57	97.74	337
4.12E+02	278.07	133.7	393
441.67	291.3	150.37	1
446.01	260.05	185.96	62
4.61E+02	234.62	225.94	9
479.13	189.02	290.11	2

2m

Max	Min	Range	Cycles
319.88	316.33	3.55	8
388.67	384.1	4.57	3
353.2	336.79	16.41	525
375.72	332.05	43.67	23
360.49	315.82	44.67	492
390.98	303.14	87.84	986
411.13	274.01	137.12	31
426.48	286.52	139.96	57
433.49	266.73	166.76	74
465.77	217.93	247.84	1

1.8m

Max	Min	Range	Cycles
349.05	331.43	17.62	664
353.56	310.78	42.78	107
370.04	365.83	4.21	4
370.09	324.06	46.03	384
383.66	303.6	80.06	920
415.94	285.6	130.34	134
428.81	264.37	164.44	25

Stress Range (Mpa)	Hs (m)			n	N	Damage
	1.8	2	2.2			
50	1159	1051	309	2519	1592000	0.001582286
100	920	986	1380	3286	199000	0.016512563
200	159	162	456	777	24875	0.031236181
300		1	11	12	7370.37	0.001628141
Total						0.050959171

Fatigue Life
58.87065958 Jam
2.452944149 Hari